



APLUS | E N E R J İ

**Türkiye Elektrik Piyasasında Kapasite Mekanizması ve Yerli
Kömür Santrallerinin Mekanizma İçindeki Yeri**

Ocak 2024

İçindekiler

İçindekiler.....	1
Şekiller Listesi.....	2
Tablolar Listesi.....	4
Kısaltmalar.....	5
Yönetici Özeti.....	7
1. Giriş.....	12
2. Kapasite Mekanizması.....	16
3. Türkiye’de Kapasite Mekanizması.....	19
3.1. Kapasite Mekanizması Ödemelerinde Kullanılan Metot - 1.....	23
3.2. Kapasite Mekanizması Ödemelerinde Kullanılan Metot - 2.....	24
3.3. Kapasite Mekanizması Ödemelerinde Kullanılan Metot - 3.....	25
3.4. Kapasite Mekanizması Ödemelerinde Kullanılan Metot - 4.....	27
4. Kapasite Mekanizması Uygulamasının Mevcut Durumu.....	28
5. Dünyada Örnek Uygulamalar.....	33
5.1. Almanya.....	39
5.2. İngiltere.....	44
5.3. İspanya.....	53
5.4. Polonya.....	57
5.5. Kapasite Mekanizması Kapsamındaki Yapıtlar.....	64
6. Uzun Dönemde Kapasite Mekanizması İhtiyacının Nedenleri.....	71
6.1. Türkiye’de Enerji Sektöründe Uygulanan Sübvansiyonlar.....	71
6.2. Enerji Piyasasındaki Müdahaleler.....	73
6.3. Yerli Kömür Santrallerine Uygulanan Teşvikler.....	75
6.4. Ulusal Enerji Eylem Planı ve Gelecek Dönem Beklentileri.....	77
7. Politika Önerileri.....	83
Kaynaklar.....	86

Şekiller Listesi

Şekil 1. Normal Koşullarda ve Kıtık Koşullarında Fiyat Oluşumu	13
Şekil 2. Kapasite Mekanizması Uygulama Yolları.....	17
Şekil 3. Kapasite Mekanizması Aylık Bütçe ve Yapılan Ödemeler.....	29
Şekil 4. Kapasite Mekanizması Ödemesinin Kaynak Bazında Dağılımı	30
Şekil 5. Kapasite Mekanizması Ödemesinin Kaynak Bazında Yüzdesel Dağılımı	31
Şekil 6. Avrupa Birliği'nde Uygulanan Kapasite Mekanizması Türleri	33
Şekil 7. EU-27 İçerisinde Gerçekleşen ve Öngörülen Kapasite Mekanizması Maliyetleri	34
Şekil 8. 2020-2024 Yılları Arasında Fransa, İrlanda, İtalya ve Polonya'da Kapasite Mekanizması Kapsamında Yapılan ve Yapılması Öngörülen Ödemeler.....	35
Şekil 9. 2020-2024 Yılları Arasında Almanya, Finlandiya, İspanya, İtalya ve Portekiz'de Kapasite Mekanizması Kapsamında Yapılan ve Yapılması Öngörülen Ödemeler.....	35
Şekil 10. Kapasite Mekanizması Kapsamında MW Başına Yapılan Kapasite Ödemesi	36
Şekil 11. Talep Başına Düşen Birim Kapasite Maliyeti ve 2022 Yılında Kapasite Ödemelerinin Gün Öncesi Piyasasında Oluşan Fiyata Oranı	37
Şekil 12. Teknoloji Türüne Göre AB Kapasite Mekanizmalarında Teşvik Verilen Toplam Kapasite.....	38
Şekil 13. AB-27'de Teknoloji Türüne Göre Uzun Vadeli Sözleşmeye Bağlanmış Kapasite ve İlgili Maliyetler	39
Şekil 14. Almanya Yıllık Kapasite Rezervi	42
Şekil 15. Almanya Kömür Kaynaklı Elektrik Üretimi ve Toplam Üretimdeki Payı	43
Şekil 16. Almanya Kömür Kaynaklı Elektrik Üretimi, Elektrik Sektörü ve Toplam Karbon Emisyonu.....	44
Şekil 17. 2014-2022 Yılı Kapasite Mekanizması İhalelerinde Teknoloji Bazlı De-Rating Faktörleri.....	47
Şekil 18. 2014-2022 Yılı Kapasite Mekanizması İhalelerinde Batarya ve Depolama De-Rating Faktörleri ..	48
Şekil 19. 2019-2022 Yılı Kapasite Mekanizması İhalelerinde Yenilenebilir Enerji Kaynakları De-Rating Faktörleri	49
Şekil 20. İngiltere İhaleler ve Teslimat Yıllarında İhale Edilen Toplam Kapasite	50
Şekil 21. İngiltere İhalelerde Dağıtılan Toplam Kapasite ve Kömür Santrali Kapasitesi.....	51
Şekil 22. İngiltere İhalelerin Tahmini Toplam Maliyeti	52
Şekil 23. İngiltere Kömür Kaynaklı Elektrik Üretimi ve Toplam Üretimdeki Payı	53
Şekil 24. İspanya Kurulu Güç Dağılımı	55
Şekil 25. İspanya Kömür Kaynaklı Elektrik Üretimi ve Toplam Üretimdeki Payı	56
Şekil 26. İspanya Kömür Kaynaklı Elektrik Üretimi, Elektrik Sektörü ve Toplam Karbon Emisyonu	57
Şekil 27. Polonya Santrallere Göre Tahsis Edilen Kapasite	59
Şekil 28. Polonya Kapasite Mekanizmasının Yıllık Maliyeti	60
Şekil 29. Polonya Teslimat Yıllarına Göre Ana İhaleler ve İhale Edilen Toplam Kapasite.....	61
Şekil 30. Polonya Kurulu Güç Dağılımı.....	63
Şekil 31. Polonya Kömür Kaynaklı Elektrik Üretimi ve Toplam Üretimdeki Payı.....	63
Şekil 32. Polonya Kömür Kaynaklı Elektrik Üretimi, Elektrik Sektörü ve Toplam Karbon Emisyonu.....	64
Şekil 33. Doğal Gaz İthalat Maliyeti ve Tarifeleri	72
Şekil 34. Aktif Enerji Bedeli ve Ortalama Piyasa Takas Fiyatı (PTF) Karşılaştırması	73
Şekil 35. Kaynak Bazında Belirlenen Azami Uzlaştırma Fiyatı ve PTF Arasındaki İlişki	74
Şekil 36. Gün Öncesi Piyasası Azami Limit ve Limite Takılan Saat Sayısı	75
Şekil 37. Yerli Kömür Alım Garantisi Fiyatı ve PTF	77

Şekil 38. 15 Nisan 2040 Saatlik Üretim ve Talep	79
Şekil 39. 15 Temmuz 2040 Saatlik Üretim ve Talep.....	80
Şekil 40. 15 Ekim 2040 Saatlik Üretim ve Talep.....	80
Şekil 41. 15 Aralık 2040 Saatlik Üretim ve Talep	81

Tablolar Listesi

Tablo 1. Kapasite Mekanizmasından Yararlanacak Santrallerin Açıklanma Tarihleri.....	21
Tablo 2. Kapasite Mekanizması Bütçesi.....	22
Tablo 3. Kurulu Güç Başına Yıllık Kapasite Ödemesi.....	32
Tablo 4. Almanya Kapasite Mekanizması Kapsamında Hazırda Bekletilen Santraller	40
Tablo 5. Kapasite Piyasasındaki Otoriteler ve Görevleri.....	45
Tablo 6. Birim Kapasite Başına Verilen Destek Tutarı	61
Tablo 7. Ülkelerde Teslimat Eksikliği Durumunda Uygulanan Yaptırımların Özellikleri	66
Tablo 8. Stratejik Rezerv Uygulamasına Sahip Üye Ülkelerde Uygulanan Performans Eksikliği Yaptırımının Özellikleri.....	68
Tablo 9. Piyasa Çaplı Kapasite Mekanizması Yaptırımları	69

Kısaltmalar

AB: Avrupa Birliği

ACER: Enerji Düzenleyicileri İşbirliği Ajansı (The Agency for the Cooperation of Energy Regulators)

AUF: Azami Uzlaştırma Fiyatı

BOTAŞ: Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketi

CMU: Kapasite Sağlayıcı Birim (Capacity Market Unit)

DECC: Enerji ve İklim Değişikliği Dairesi (Department of Energy & Climate Change)

DGKÇS: Doğal Gaz Kombine Çevrim Santrali

DMB: Değişken Maliyet Bileşeni

EA: Erken İhale (Early Auction)

EAK: Emre Amade Kapasite

EFC: Güvenilir Kapasite Miktarı (Equivalent Firm Capacity)

EPDK: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu

EPIAŞ: Enerji Piyasaları İşletme A.Ş.

ESA: Enerji Sektörü Yasası (Energy Sector Act)

EU: Avrupa Birliği (European Union)

EÜAŞ: Elektrik Üretim Anonim Şirketi

GÖP: Gün Öncesi Piyasası

IEA: Ulusal Enerji Ajansı (International Energy Agency)

KVBG: Kömür Kaynaklı Elektrik Üretimini Azaltma ve Sona Erdirme Yasası

LOLE: Öngörülen Eksik Kapasite (Loss of Load Expectation)

NGET: Ulusal İletim Şebekesi (National Transmission Grid)

OFGEM: Gaz ve Elektrik Piyasaları Ofisi (The Office for Gas and Electricity Markets)

PEP: Polonya Enerji Politikaları (The Polish Energy Policy)

PSE: Polonya Elektrik Şebekeleri (Polskie Sieci Elektroenergetyczne)

PTF: Piyasa Takas Fiyatı

ROC: Renewable Obligation Certificate

SKDM: Sınırdaki Karbon Düzenleme Mekanizması

SMB: Sabit Maliyet Bileşeni

TEİAŞ: Türkiye Elektrik İletim A.Ş.

TMB: Toplam Maliyet Bileşeni

TÜFE: Tüketici Fiyat Endeksi

TWAA: Teknoloji Sınıfı Ağırlıklı Emre - Amadelik Durumu Ortalaması (The Technology Class Weighted Average Availability)

ÜFE: Üretici Fiyat Endeksi

VOLL: Kayıp Yük Değeri (Value of Lost Load)

Yönetici Özeti

Sanayi Devrimi sonrasında tüm dünyada enerji kaynaklarına olan talepte sürekli bir artış yaşanmıştır. Özellikle gelişmekte olan ülkelerde sanayileşme, teknolojik gelişmeler, nüfus artışı ve refah seviyesindeki yükselmelere paralel olarak enerji talebi daha fazla artış göstermektedir. Özellikle enerji yoğun tüketime sahip olan sanayi sektörünün gelişiminin artması ekonomik büyüme sağlarken enerjiye olan talebi de artırmaktadır. Enerji tüketiminin hatırı sayılır bir kısmını oluşturan elektrik enerjisine olan talep ise elektrifikasyonun artmasıyla hız kazanmaya başlamıştır. Gelecek dönemlerde ivmelenerek devam edeceği öngörülen elektrifikasyonun toplam elektrik talebini önemli oranda yükseltmesi beklenmektedir.

Gelişmekte olan bir ülke olarak tanımlanan ve ekonomisindeki büyüme ivmesine paralel olarak elektrik ihtiyacı sürekli olarak artan Türkiye’de, elektrik talebinin güvenli bir şekilde karşılanabilmesi için çeşitli piyasalar kurulmuştur. Bu piyasalar oluşturulurken üretim kaynaklarının güvenilir kapasiteyi sağlayabilmesi, iklim değişikliği hedeflerinin korunması ve elektriğin son tüketiciye uygun fiyatla ulaştırılması temel amaçlar olarak belirlenmiştir.

Kaliteli bir elektrik şebekesinin oluşturulması için anlık elektrik arzının mevcut talebi karşılayabilir durumda olması gerekmektedir. Aksi takdirde, tüketicilere yönelik uygulanan kesintilerin miktar ve süresi artmaktadır ve bu durum gelişmekte olan Türkiye için özellikle enerji yoğun bir sektör olan sanayi sektöründe aksamalara neden olmaktadır. Bu nedenle de kesintilerin önlenmesi için arzın devamlılığı sağlanarak yeterli kapasitenin sistemde hazır tutulması gerekmektedir.

Sistemde yeterli kapasitenin hazır tutulması için mevcut santrallerin ve yeni yapılacak yatırımların beraber değerlendirilmesi oldukça önemlidir. Son yıllarda herhangi bir yakıt maliyeti olmayan yenilenebilir enerji santrallerinin yatırım maliyetlerindeki düşüşlerin de etkisiyle yenilenebilir enerji kaynaklarının kurulu gücü artmıştır. Özellikle güneş ve rüzgâr gibi hava koşullarına bağlı olarak üretimi değişkenlik gösteren yenilenebilir enerji kaynakları, kesintili üretimleri ve depolama sistemlerinin henüz yaygınlaşmamasından dolayı sistemdeki arz güvenliğinin sağlanması için güvenilir yedek kapasite ihtiyacını henüz tam olarak karşılayamamaktadır. Halihazırda bataryalar mevsimsel depolama yapamadığından dolayı yenilenebilir enerji santrallerinin tek başına kış aylarında yedek kapasite ihtiyacını karşılayamayacağı da bilinmektedir.

Mevcut arzın devamlılığının sağlanması da arz güvenliği için oldukça önemli bir konudur. Serbest piyasa koşullarının sağlandığı ve “Energy-only” olarak tanımlanan piyasa yapısında santraller, yalnızca arz ve talep

dinamiklerine göre oluşan fiyat üzerinden gelir elde etmektedirler. Her ne kadar arzın talebi karşılayabilir olmasına yönelik bir piyasa işletilse de kimi dönemlerde arz, talebi karşılayamamakta ve kıtlık koşulları oluşmaktadır. Bu koşulların olduğu dönemlerde fiyatlar, fiyat üst limitinde oluşmakta ve santrallerin elde ettikleri gelir artmaktadır. Piyasaya müdahalelerin olmadığı bir yapıda, santrallerin elde ettikleri gelirler piyasa dinamiklerine bağlı olarak oluşmaktadır. Tam tersi koşulların olduğu ve müdahalelerin yapıldığı piyasalarda ise santrallerin kazanabilecekleri gelirler kısıtlanmakta ve kayıp para problemi ortaya çıkmaktadır. Kayıp para problemi, özellikle yıl içinde kısıtlı saatte üretim yapan santraller için önemli bir gelir kaybı yaratmakta ve kimi zaman bu santrallerin tamamen sistem dışında kalmalarına neden olmaktadır. Bunun yanı sıra, yenilenebilir enerji santrallerinin toplam üretimdeki payının da artmasıyla gün içinde oluşan piyasa takas fiyatlarının profili değişmiş ve esnek olmayan termik santraller üretim planlamalarında zorluklar yaşamaya başlamışlardır. Özellikle yüksek açma-kapama sürelerine ve maliyetlerine sahip olan esneklikleri düşük termik santraller ardışık saatlerde çalışmayı tercih etmektedir. Bu saatlerde gerçekleşen düşük piyasa takas fiyatı ise bu santrallerin kısa dönemli marjinal maliyetlerinin de altında kalmakta ve zarar etmelerine neden olmaktadır. Buna ilave olarak Nisan 2022-Eylül 2023 dönemi boyunca uygulanan Kaynak Bazlı Tavan Fiyat Uygulaması da santrallerin gelirlerini kısıtlayıcı bir unsur olarak ortaya çıkmıştır. Bahsi geçen bu nedenlerin gelecek dönemlerde etkisinin daha da artması beklenmektedir. Bu durum uzun dönemde mevcut santrallerin bazılarının sistemde kalmasını zorlaştıracaktır.

Gelecek dönemde beklenen talep artışına karşın güvenilir yedek kapasite olarak görülen santrallerin çalışmalarına engel durumların oluşması nedeniyle, şebeke kalitesinin korunması adına, ilave mekanizmaların oluşturulması gerekliliği ortaya çıkmıştır. Kapasite mekanizması bu ihtiyaçları karşılayan araçlardan bir tanesi olarak görülmektedir. Kapasite mekanizması dünyada birçok ülkede farklı yapılarda uygulanmaktadır. Bu tarz mekanizmaların uygulama şekli ülkenin mevcut üretim profili ile doğrudan ilişkilidir.

Türkiye elektrik piyasasının gösterdiği gelişim ve arz güvenliği konusunda orta ve uzun vadede ortaya çıkabilecek riskler göz önünde bulundurularak 2018 yılında bir kapasite mekanizması devreye alınmıştır. Uygulanan kapasite mekanizması yıllar içinde birçok defa değiştirilmiş ve 2023 yılı sonu itibarıyla son halini almıştır.

Bu kapsamda hazırlanan raporun ana hedefi, arz güvenliğinin sağlanması için iklim değişikliği hedefleri de gözetilerek yeterli miktarda emre amade kapasitenin sistemde kalmasına yönelik önerilerin sunulmasıdır. Özellikle yenilenebilir enerji kaynaklarının toplam elektrik üretimindeki artan payı değişken üretim

seviyesini artırmış ve saatlik bazda arz güvenliğinin sağlanması için belirli kapasitedeki termik santrallerin emre amade şekilde sistemde kalmasını gerekli hale gelmiştir. Arz güvenliği için önemli bir kaynak olarak değerlendirilen kömür santralleri, diğer termik kaynaklara kıyasla yüksek sera gazı emisyonuna neden olmaktadır. Bu santrallere sağlanan alım garantisi uygulamaları bu santrallerin gelirleri için önemli bir rol oynarken diğer yandan artan üretimleri nedeniyle elektrik üretimindeki emisyonun yüksek seviyelerde seyretmesine neden olmaktadır. Arz güvenliği için sistemde kalmaları istenen kömür santralleri için en uygun çözüm ise alım garantisi yerine yeni bir kapasite mekanizması uygulamasına geçilmesidir. Böylelikle arz güvenliği için sistemde gerekli emre amade kapasite sağlanırken kömür üretiminin artırılmasının önüne geçilecektir.

Raporda Ulusal Enerji Eylem Planı'nda açıklanan hedefler de göz önünde bulundurularak emre amade kapasite ihtiyacına yönelik bir sayısal analiz yapılmıştır. Raporda ayrıca Türkiye ile benzer üretim profiline sahip olan dört farklı ülke seçilmiş ve bu ülkelerdeki kapasite mekanizması uygulamaları detaylıca incelenmiştir. Bu ülkelerdeki kapasite mekanizması uygulamaları ve açıklanan hedefler Türkiye için önerilen kapasite mekanizması politika önerilerine ışık tutmuştur.

Rapor kapsamında, arz güvenliği için gerekli olan kapasitenin sürekliliğinin iklim değişikliği hedeflerini de dikkate alacak şekilde sağlanması için uygulanabilecek politika önerileri aşağıda sıralanmaktadır.

- **Kapasite ihalesi miktarının tespitinde uzun dönemli talep ve yatırım projeksiyonları gözetilmelidir:** Halihazırda ilgili kurum/kurumlar tarafından hazırlanan uzun vadeli talep projeksiyonları gözetilerek talep ihtiyacı belirlenmelidir. Bu talebi karşılamak üzere gerekli olan arz için de projesi ve/veya inşası devam eden yatırımlar analiz edilerek arz ihtiyacı tespiti yapılmalıdır.
- **Kapasite mekanizmasına katılımlarda ihale yöntemi tercih edilmelidir:** Arz ve sistem güvenliğini sağlamak üzere gerekli olan emre amade kapasite ihale yöntemi ile dağıtılmalıdır. Bu sayede şeffaflık ve sağlıklı bir rekabet ortamının yaratılması sağlanacaktır.
- **Bölgesel kapasite ihaleleri yapılmalıdır:** Kapasite ihaleleri bölgesel bazda yapılmalı ve ihale edilecek kapasite, ilgili bölgenin yapısı, talebi ve mevcut ve bölgede ihtiyaç duyulacak kurulu güç dikkate alınarak belirlenmelidir.
- **Serbest piyasa yapısına izin verilerek santrallerin gelirlerini piyasa üzerinden elde etmelerine olanak sağlanmalıdır:** Santrallerin ürettikleri elektrik için elde ettikleri gelirlerin temelini piyasa temelli yapılar oluşturmalıdır. Kapasite mekanizmasının kayıp para problemi sorununun çözümü olarak görülmesinin önüne geçilmelidir.

- **Kapasite mekanizmasının mevcut santraller için geçerli olacak mekanizma ve yeni yatırımlara yönelik olacak mekanizma şeklinde ikiye ayrılmalıdır:** İhtiyaç duyulan arz kapasitesinde mevcutta var olan santrallerin emre amadeliklerini sürdürmelerine ve yeni santrallerin ise yatırım için gerekli finansmanı sağlayabilmelerine olanak sağlayan bir yapının kurulması gerekmektedir. Yeni yatırımlara verilecek kapasite mekanizması desteğinde, iklim değişikliği hedefleri gözetilmeli ve mekanizmadan yararlanacak santraller için iklim değişikliği hedeflerini de sağlamaya yönelik kısıtlamalar koyulmalıdır.
- **Gerekli kapasiteyi sağlayacak üniteler için teknoloji kısıtı koyulmamalıdır:** Açıklanan bölgesel kapasite için teknoloji kısıtı koyulmamalı ve bölgedeki kaynak optimum şekilde değerlendirilmelidir. Özellikle yenilenebilir enerji kaynaklarının ihalede teklif edebilecekleri kapasite için İngiltere'nin uyguladığı gibi bir yöntem uygulanarak *de-rating* oranıyla hesaplanan güvenilir kapasite oluşturulabilir.
- **Gelecek dönemlerde kurulması beklenen depolama kapasitesi, arz güvenliği ve esneklik açısından değerlendirilmelidir:** 2022 Kasım ayında depolama ile ilgili yapılan düzenlemeler sonucunda önümüzdeki yıllarda depolamalı rüzgâr ve güneş enerjisi yatırımlarının önemli bir kurulu güce ulaşması beklenmektedir. Buradan gelecek depolama üniteleri yeni oluşturulacak kapasite mekanizması yapısında dikkate alınmalıdır. Ayrıca artan yenilenebilir enerji santrallerinin sistemde yaratacağı esneklik ihtiyacı da göz önünde bulundurulmalıdır. Oluşturulacak yeni mekanizmada kömür santrallerine kıyasla daha esnek olan depolama ünitelerinin ve diğer teknolojilerin yatırımının önü açılacak şekilde tasarım yapılması önerilmektedir.
- **Emisyon kısıtı kapasite mekanizması tasarımında yer almalıdır:** Avrupa Birliği ülkelerindeki uygulama örnek alınarak santrallere emisyon kısıtı koyulmalıdır. Emisyon limiti üzerinde salım yapan santrallerin mekanizma kapsamında ödeme almasının önüne geçilmelidir.
- **Yerine getirilmeyen yükümlülükler için caydırıcı ve uygulanabilir yaptırımlar koyulmalıdır:** İhale kapsamında kapasite hakkı kazanan santrallerin gerekli yükümlülükleri yerine getirmeleri için caydırıcı yaptırımlar uygulanmalı ve kazanan kapasitenin ihtiyaç halinde kullanımı garanti altına alınmalıdır.
- **Sınırdaki Karbon Düzenlemesi Mekanizmasının beraberinde getirdiği koşullar mekanizma tasarımında dikkate alınmalıdır:** Türkiye'nin açıkladığı net sıfır hedefi ve Sınırdaki Karbon Düzenlemesi Mekanizması kapsamında uygulamaya alınması beklenen karbon fiyatının termik

santrallere yaratacağı ilave yük ihale şartnamesine konu olmalıdır. Özellikle düşük verimlilikteki eski termik santrallerin bu fiyatlamayla beraber sistemde kalamayacağı gerçeği unutulmamalıdır.

- **Yapılacak ödemeler şeffaf bir şekilde açıklanmalıdır:** İhale sonuçlarında kazanılan kapasite miktarı şeffaf bir şekilde kamuoyu ile paylaşılmalıdır. Piyasadaki diğer katılımcılar teklif verme yaklaşımlarını bu kapasiteye göre belirleyebildiklerinden bu miktarlar ilgili ay öncesinde kamuoyuyla paylaşılmalıdır.

1. Giriş

Geçmişten günümüze devamlı bir şekilde artan elektrik ihtiyacı ve ilerleyen dönemlerde elektrifikasyonun getireceği ilave elektrik talebi, ülkeleri bu konuda daha detaylı planlamalar yapmak zorunda bırakmıştır. Güvenilir ve doğru şekilde işleyen bir elektrik enerjisi sisteminin ve piyasalarının kurulması için bazı planlama kısıtlarının dikkate alınması gerekmektedir. Bu planlamalardaki temel hedefler;

- Tüketimi karşılayacak güvenilir üretim kapasitesinin yaratılması,
- İklim değişikliği hedeflerinin korunması ve
- Elektrğin son tüketiciye en uygun fiyatla sağlanması olarak belirlenmiştir.

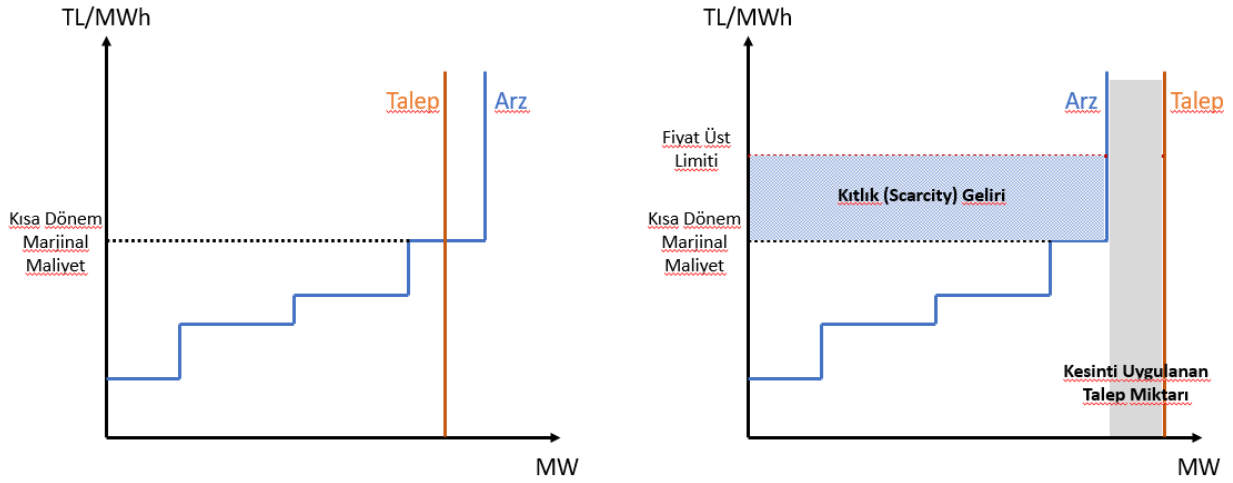
Kurulan sistemin yeni ve sürdürülebilir yatırımları mümkün kılacak şekilde tasarlanıp işletilmesi de sistem sürekliliği açısından oldukça önem arz etmektedir.

Elektrik şebekesi kalitesinin korunması için anlık elektrik arzının mevcut talebi karşılayabilir durumda olması gerekmektedir. Arzın talebi karşılayamadığı durumlarda, tüketicilere yönelik kesintiler uygulanmaktadır. Bu soruna sürdürülebilir bir çözüm bulunamaması durumunda kesinti sürelerinin ve sıklığının artış göstermesi beklenmektedir. Arzın devamlılığının sağlanması ve kesintilerin önlenmesi için yeterli kapasitenin sistemde hazır olması gerekmektedir. Özellikle güneş ve rüzgâr gibi hava koşullarına bağlı olarak üretimi değişkenlik gösteren kesintili yenilenebilir enerji kaynaklarının toplam elektrik üretimindeki payının artması, sistemdeki arz güvenliğinin sağlanması için güvenilir yedek kapasite ihtiyacını da beraberinde getirmektedir.

Arz güvenliğinin sağlanmasında halihazırda kurulmuş olan santrallerin sistemde devamlılığının sağlanması önemli bir husus olarak ortaya çıkmaktadır. “Energy-only” olarak tanımlanan piyasa yapısında santraller, başka hiçbir teşvik veya ek ödeme almadan, yalnızca arz ve talep dinamiklerine göre oluşan fiyat üzerinden gelir elde etmektedirler. Bu koşullar altında santrallerin piyasadan kazandıkları gelir, bu santrallerin varlıklarını sürdürebilmeleri için kritik bir öneme sahiptir. Serbest piyasa koşullarının sağlandığı rekabetçi ortamda üreticiler, ürettikleri birim elektrik için bir fiyat belirlemekte ve tüm üreticilerin piyasaya teklif ettikleri maliyetlerin sıralandığı “merit-order” düzeni oluşturulmaktadır. Bu sıralamada piyasa takas fiyatı, arz ve talebin kesiştiği noktada belirlenmektedir. Merit-order yapısında üreticiler, sundukları tekliflerde yakıt ve diğer işletme giderlerini baz alarak hesapladıkları kısa dönem marjinal maliyeti dikkate almaktadırlar. Bu santrallerin sabit giderleri ise piyasa takas fiyatı ile santralin marjinal maliyeti arasındaki

fark ile karşılanmaya çalışılmaktadır. Teklifi kabul edilen santraller ilgili saat için üretim yapmakta ve gelir elde etmektedir.

Güvenilir bir elektrik şebekesinde elektrik arzının her daim talebi karşılaması beklenmektedir. Elektrik arzının talebi karşıladığı dönemlerde piyasa takas fiyatı, arz ve talebin kesiştiği noktada, elektrik üretimi yapan son santralin marjinal maliyeti olarak belirlenmektedir. Bu durumun tam tersi koşullar oluştuğunda yani arzın talebi karşılamakta yeterli olmadığı durumda piyasa takas fiyatı, fiyat üst limitinde gerçekleşmekte ve arzın yeterli olmadığı talep miktarı için kesinti uygulanmaktadır. Elektrik talebinin yüksek, arzının ise düşük seviyede olduğu “kıtlik” (scarcity) koşullarında santrallerin elde edecekleri gelir artmaktadır. Özellikle puant talebin olduğu dönemlerde çalışan santraller dikkate alındığında, kıtlık koşullarında elde edilen gelirlerin santrallerin toplam gelirlerinde önemli bir yeri olduğu bilinmektedir (FTI CL Energy, 2016). Normal koşullarda ve kıtlık koşullarında oluşan fiyat Şekil 1’de gösterilmektedir.



Şekil 1. Normal Koşullarda ve Kıtlik Koşullarında Fiyat Oluşumu

Kıtlık koşullarının olduğu dönemlerde, elektrik fiyatlarının çok yükselmesinin diğer bir deyişle “scarcity price” oluşumunun engellenmesi ve piyasa gücünün kötüye kullanımının önüne geçilmesi için tavan fiyat uygulamaları gündeme gelmektedir. Tavan fiyat uygulamasında, katılımcılar birim elektrik üretimi için belirlenen limitin üstünde bir teklif sunamamaktadırlar. Tavan fiyat uygulaması nedeniyle tüketiciler yüksek fiyatlara karşı korunurken, üretici için kayıp para problemi oluşmaktadır (European Commission, 2016). Piyasada yer alan üreticilerin, özellikle yıl içinde kısıtlı saatte üretim yapabilen santrallerin, gelirlerini sağladıkları piyasalarda uygulanan kısıtlamalar, bu santrallerin gelirlerini doğrudan düşürmekte ve kimi zaman bu santrallerin sistemin tamamen dışında kalmalarına neden olmaktadır.

Son 10 yılda küresel ölçekte artan yenilenebilir enerji kapasitesi ve bu kaynakların üretimdeki payının yükselmesi ile elektrik piyasalarının temel bileşenlerinin tekrar gözden geçirilme ihtiyacı ortaya çıkmıştır. Özellikle saatlik üretim profili değişkenlik gösteren güneş ve rüzgâr santrallerinin toplam üretimdeki payının artması, gün içinde oluşan piyasa takas fiyatlarının seyrini değiştirmiş ve özellikle esnek olmayan termik santrallerin üretim planlamalarında zorluklar yaşamalarına neden olmuştur.

Bilindiği üzere termik santrallerin emre-amadelikleri teknik ve ekonomik koşullardan etkilenmektedir. Termik santraller doğaları gereği yenilenebilir enerji santrallerine kıyasla daha uzun sürede devreye alınabilmekte ve tam yükte elektrik üretimine başlayabilmektedir. Santrallerin devreye girme ve maksimum kapasiteye erişebilme süreleri, santral ve kaynak bazında değişkenlik gösterse de genellikle kömür santralleri için bu süreler doğal gaz santrallerine kıyasla yüksektir. Bu nedenle de özellikle daha az esnek kömür santrallerinin genel yaklaşımı ardışık saatlerde çalışmaya devam etme yönündedir. Aksi durumda bu santraller, açma-kapama maliyetlerine daha fazla maruz kalmakta ve gelirlerinin üzerinde zarar etmektedirler. Bu husus Avrupa'da birçok ülkede fiyat limitleri dahilinde negatif fiyatların oluşmasına yol açmaktadır. Negatif fiyat uygulaması ülkemizde uzun yıllarda tartışılrsa da henüz uygulamaya alınmamıştır. Yenilenebilir enerji santrallerinin devreye giriş hızlarının ve kapasitelerinin artması ile esnek olmayan termik santrallerin üretim planlama optimizasyonun yapılması daha da önemli bir hal almıştır. Özellikle güneş santrallerinin üretiminin yoğunlaştığı öğlen saatlerinde piyasada oluşan fiyatlar düşüş göstermekte ve termik santrallerin marjinal maliyetlerini karşılayamayacak seviyelerde gerçekleşmektedir. Diğer yandan, devam eden azami limit uygulaması ve 2022 Nisan-2023 Eylül döneminde uygulanan Kaynak Bazlı Tavan Fiyat Uygulaması da santrallerin gelirlerini kısıtlamaktadır.

Gün içinde piyasa fiyatlarındaki dalgalanma sıklığının artması, gelecek dönemlerde oluşması beklenen ördek eğrisi ve yukarıda bahsedilen teknik ve ekonomik sebepler nedeniyle termik santrallerin sistemde kalması zorlaşmıştır. Termik santrallerin çalışmalarına engel durumların oluşması, şebeke kalitesinin korunması için ilave çabaları beraberinde getirmektedir. Kapasite mekanizması bu çabalardan bir tanesi olarak ortaya çıkmaktadır.

Rapor kapsamında arz güvenliğinin sağlanması için yeterli miktarda termik emre amade kapasitenin (EAK) sistemde kalmasına yönelik öneriler sunulması amaçlanmaktadır. Bu minvalde özellikle kömürden elektrik üretim payı yüksek olan ülkelerin kapasite mekanizması uygulamalarına ve kömürden elektrik üretim payının azaltılırken arz güvenliği bakımından aldıkları önlemlere bakılmaktadır. Ayrıca, rapor kapsamında

yerli kömür santrallerine uygulanan alım garantilerinin etkilerine dair sayısal analizlere de yer verilmektedir.

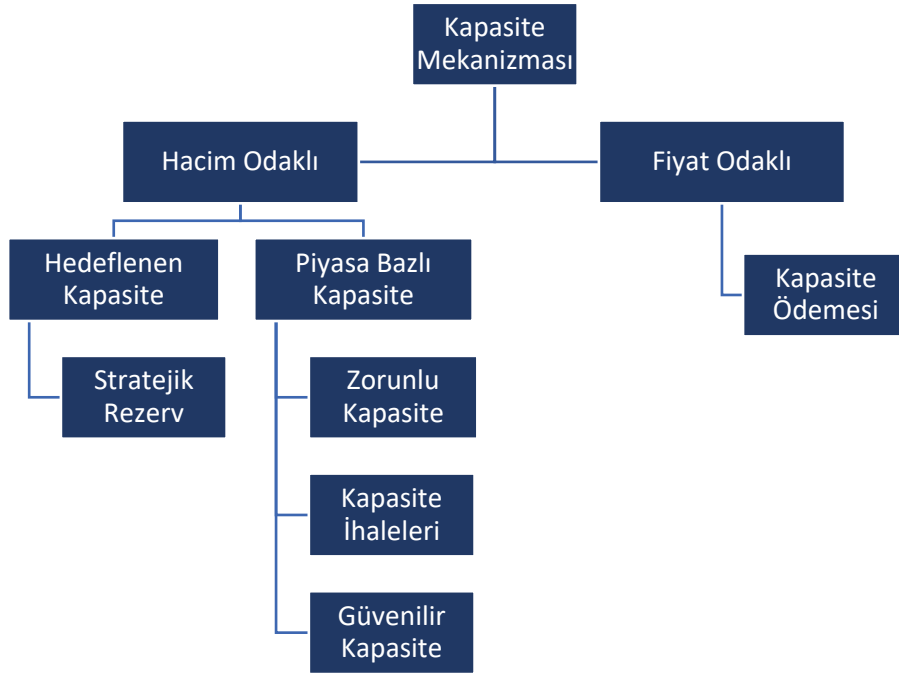
2. Kapasite Mekanizması

Kapasite mekanizması, elektrik piyasasında, gelecekte öngörülen bir üretim kapasitesi gereksinimini karşılamak ve arz güvenliğini sağlamak amacıyla, üretim tesislerine emre amade olma durumları karşılığında ödeme yapan teşvik mekanizmalarına verilen isimdir (European Commission, 2016). Bu tanımla ile kapasite mekanizması, gerekli yedek kapasite de dahil olmak üzere elektrik piyasasında yeterli kurulu güç sağlamayı ve uzun dönemli arz güvenliği için bu kapasitenin devamlılığını korumayı amaçlayan bir uygulamadır.

Kapasite mekanizmasının oluşturulmasında 3 temel motivasyon bulunmaktadır:

- Ekonomik Koşullar
 - o Yeni yatırımların yapılabilmesi ya da mevcut santrallerin işletmeye devam edebilmesi için gerekli fiyat sinyallerinin yetersiz olması
 - o Yedek kapasite marjının düşük olması
 - o Santrallerin sistemde kalma devamlılıklarını sağlamaları için ihtiyaç duydukları gelirin bir kısmının güvence altına alınması
- Teknik Gereklilikler
 - o Nispeten eski santrallerin sisteme sağladıkları arzın güvenilir olmaması
 - o Yenilenebilir enerji santrallerinin toplam kurulu güç içindeki payının artması ve bu artışın iletim sistemi kalitesi üzerindeki etkileri
 - o Gelecek döneme ilişkin elektrik talebi artış beklentilerinin mevcut stok kapasiteden karşılanmayacak seviyede olması
- Politik Nedenler
 - o Volatil (dengesiz) piyasa fiyatlarının politik istikrarsızlık olarak algılanması
 - o İhtiyaç duyulan arz miktarının ithal kaynaklara dayalı olmasının ulusal güvenlik problemi yaratması

Tercih edilen kapasite mekanizması uygulamaları ülkeden ülkeye farklılık göstermektedir. Kapasite mekanizmaları uygulamaları hacim bazlı veya fiyat bazlı olabilmektedir. Türkiye'deki kapasite mekanizması uygulamasından farklı olarak dünyada birçok kapasite mekanizması yöntemi kullanılmaktadır. The Agency for the Cooperation of Energy Regulators, ACER, kapasite mekanizması uygulamalarını beş başlık altında sınıflandırmaktadır (ACER, 2013). Şekil 2, bu uygulamaların kırılımını göstermektedir.



Şekil 2. Kapasite Mekanizması Uygulama Yolları

Hacim odaklı mekanizmada, ihtiyaç duyulan kapasite politika yapıcılar tarafından belirlemekte ve fiyatın piyasada oluşmasına izin verilmektedir. Fiyat odaklı mekanizmada ise fiyat, politika yapıcılar tarafından belirlemekte ve yatırımcılar bu fiyat üzerinden ne kadar yatırım yapmak istediklerine kendileri karar vermektedirler. Hedeflenen kapasite altında uygulanan kapasite mekanizmasında yalnızca belli teknolojiye sahip santrallere ödeme yapılmaktadır. Piyasa bazlı kapasite altında uygulanan mekanizmalarda ise ödeme teknolojiye bağımsız olarak yapılmaktadır. Avrupa Birliği'ndeki (AB) başlıca kapasite mekanizması uygulamaları aşağıdaki gibidir (European Parliament, 2017):

- **Stratejik Rezerv:** Bu uygulama altında ülkede arz güvenliği konularıyla ilgilenen merkezi kurum tarafından gelecek dönemler için ihtiyaç duyulacak kapasite belirlenmekte ve bu kapasite ihtiyacının giderilmesi için ilgili kurum tarafından ihale yapılmaktadır. İhale sonucu yapılan kapasite sözleşmesinin tarafı olan elektrik santrali, piyasada elektrik ticareti yapamamakta ve yalnızca arz açığı olması durumunda önceden belirlenen kriterlere göre üretim yapmaktadır. Stratejik rezerv uygulamasında temel amaç, mevcut kapasitenin korunmasıdır ve yeni santral yatırımları için bir teşvik yaratma hedefi yoktur. Stratejik rezerv uygulaması Almanya, Belçika, Polonya ve İsveç'te uygulanmaktadır.

- **Zorunlu Kapasite:** Büyük çaplı elektrik tüketicilerinin/elektrik tedarikçilerinin uzun vadeli tüketimi/tedariklerini öngörerek önceden ilave rezerv oluşturmaları için uygulanan bir mekanizmadır. Bu mekanizmada büyük elektrik tüketicileri/tedarikçileri bir resmi yükümlülük altında sözleşmeler yapmakta, aksi takdirde mali olarak cezalandırılmaktadırlar. Fransa’da uygulanan kapasite mekanizmaları kapasite zorunluluğu esasına dayanmaktadır.
- **Kapasite İhaleleri:** Gelecek dönem için ihtiyaç duyulacak kapasite birkaç yıl önceden belirlenmekte ve ihale yoluyla dağıtılmaktadır. Bu mekanizma altında yatırımcılar, yeni bir santral kurmanın maliyetini yansıtacak şekilde bir ihale teklifi belirlemektedirler. İhale sonucunda oluşacak yeni kapasite, üretilen elektrik enerjisinin baz alındığı “energy-only” piyasasına tabii olmaktadır. Kapasite ihaleleri yöntemi İngiltere’de kullanılmaktadır.
- **Güvenilir Kapasite:** Kapasite sağlayıcısı ve elektrik tüketicisi/tedarikçisi arasında yapılan bir sözleşmeye dayanmaktadır. Bu sözleşmede tüketici/tedarikçi elektriği daha önceden belirlenmiş olan kullanım fiyatı üzerinden tedarik edebilme şansı elde etmektedir. Özellikle kıtlık fiyatlarının yaşandığı dönemlerde tarafların korunması açısından önem arz etmektedir. Bu esasa dayanan bir kapasite piyasası İtalya’da planlanmaktadır.
- **Kapasite Ödemesi:** Bu kapsamda ilgili politika yapıcılar daha önceden belirlenmiş fiyatları kapasite sağlayıcılarına ödemektedir. Ödeme alan santraller “energy-only” piyasaya katılmayı sürdürmektedirler. Öncesinden belirlenen ve doğrudan yapılan kapasite ödemelerine dayalı kapasite mekanizması uygulaması Türkiye, İtalya, Portekiz ve İspanya gibi ülkelerde uygulanmaktadır.

3. Türkiye’de Kapasite Mekanizması

Türkiye’de kapasite mekanizmalarının oluşturulması konusu 20 Ağustos 2016 tarihli Resmî Gazete’de Elektrik Piyasası Kanunu’nda ‘Arz Güvenliği’ kapsamında yapılan düzenleme ile Türkiye Elektrik Piyasası gündemine alınmıştır (Resmi Gazete, 2016).

6446 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu MADDE 20-2: Arz Güvenliği

Arz güvenliğinin temini için gerekli yedek kapasite de dâhil olmak üzere yeterli kurulu güç kapasitesinin oluşturulması ve/veya sistem güvenliğinin temini için güvenilir kurulu güç kapasitesinin korunması amacıyla yerli kaynaklara öncelik veren kapasite mekanizmaları oluşturulur. Bu mekanizmalar kapsamında Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ) tarafından yapılması gereken ödemeler iletim tarifesi hesaplamalarında dikkate alınır. Kapasite mekanizmalarının oluşturulmasına ilişkin usul ve esaslar Bakanlık görüşü alınarak Kurum tarafından düzenlenir. Bu mekanizmalar kapsamında TEİAŞ tarafından yapılması gereken ödemeler iletim tarifesi hesaplamalarında dikkate alınır. Kapasite mekanizmalarının oluşturulmasına ilişkin usul ve esaslar Bakanlık görüşü alınarak Kurum tarafından düzenlenir.

2016 yılında gündeme alınan kapasite mekanizmasına ilişkin nihai regülasyon 20 Ocak 2018 tarihinde yayımlanarak yürürlüğe girmiştir (Resmi Gazete, 2018). İlk duyurulduğu tarihten itibaren üzerinde birçok değişiklik yapılan Elektrik Piyasası Kapasite Mekanizması Yönetmeliği mevcut halini 2021 yılında almıştır. Bu yılda yapılan düzenlemeler ile 20/1/2018 tarihli ve 30307 sayılı Resmî Gazete’de yayımlanan Elektrik Piyasası Kapasite Mekanizması Yönetmeliği yürürlükten kaldırılmış, bunun yerine yeni Elektrik Piyasası Kapasite Mekanizması Yönetmeliği yürürlüğe koyulmuştur (Resmi Gazete, 2021).

Kapasite Mekanizması Yönetmeliği altında bu mekanizmadan yararlanacak santraller için bazı teknik kısıtlar tanımlanmaktadır. Buna göre aşağıdaki listede yer alan santraller, kapasite mekanizmasında yer **alamamaktadırlar:**

- Kamu payının %50’den fazla olduğu santraller
- Yap İşlet Devret sözleşmesi bulunan ve anlaşma süresi dolmuş olsa da bu anlaşmalar kapsamında faaliyette bulunan/bulunmuş olan santraller¹

¹ Yap-İşlet santralleri 21 Mayıs 2021 tarihli Resmî Gazete’de yayımlanan düzenlemeye göre bu listeden çıkarılarak mekanizmadan yararlanmaya hak kazanmıştır.

- Kanununun 18 inci maddesinin beşinci fıkrası kapsamında yapılan özelleştirme ihalesini kazanmak suretiyle kurulan santraller
- Nükleer güç santralleri
- Yenilenebilir Enerji Destek Mekanizmasına katılan veya katılma hakkı bulunan santraller
- 20 Ocak 2018 tarihinden sonra özelleştirme ihalesi yapılan santraller
- Yerli kaynaklar için (linyit, taşkömürü vb.), 50 MW_e'nin altında kapasiteye sahip olanlar
- İthal kaynaklar (ithal, doğal gaz), kapasitesi 100 MW_e'nin altında olanlar²
- Kabul kapsamında, verimlilik performans testine ilişkin tevsik edici belgede veya Bakanlığa başvurularak tekrarlanan verimlilik performans testi sonuçlarında verimlilik oranı %50'nin altında olduğu belirlenen, yerli kaynaklara dayalı olmayan santraller (doğal gaz santrallerinin verimlilik şartı hesaplamasında doğal gazın 9.155 kCal/Sm³ üst ısıl değeri baz alınır)
- Rüzgâr, hidroelektrik ve güneş enerjisi santralleri³

İthal - yerli kömür ya da ithal - yerli doğal gazı birlikte kullanarak üretim yapılan santraller, oransal olarak yerli kömür ya da yerli doğal gaz kullanarak yaptıkları üretimlerine karşılık gelen kurulu güçleri bakımından; elektrik kurulu gücü 50 MW_e'nin altında olması veya verimlilik test sonucunun %50'nin altında olması kriterlerini taşısalar dahi kapasite mekanizmasına katılabilmektedirler. Ayrıca yerli kömür ve yerli doğal gaz kullanan ve kurulu gücü 50 - 100 MW_e arasında olan ithal kömür ve ithal doğal gaz kullanan santraller de kapasite mekanizmasından yararlanabilmektedirler.

Kapasite mekanizması kapsamında santrallere ödenecek toplam tutar her yılın başında belirlenmekte ve sistem işletmecisi TEİAŞ tarafından aylık olarak santrallere ödenmektedir. Uygulamanın temel odağı yerli kaynaklar olduğundan dolayı ödemelerde öncelik yerli kaynaklara verilmektedir. Diğer bir deyişle, santrallere ödenmesi gereken toplam tutarın belirlenen bütçeden fazla olması durumunda, önce yerli kaynakları kullanan santrallere ödeme yapılmakta, ardından kalan bütçe diğer kaynaklara paylaştırılmaktadır. Aylık ödemeler için dikkate alınan metodoloji üç defa değiştirilmiş ve son halini 31 Aralık 2023 tarihli Resmî Gazete'de yayımlanan yönetmelik ile almıştır. Buna göre kapasite mekanizması ödemeleri kaynak için hesaplanan sabit ve değişken maliyetleri ile Gün Öncesi Piyasası (GÖP) piyasa takas

² 9 Ocak 2019 tarihli Resmî Gazete'de yayımlanan düzenlemeye göre santral yaşı önce 10'dan 13'e revize edilmiş, ardından 21 Mayıs 2021 tarihli Resmî Gazete'de yayımlanan düzenlemeye göre limit tamamen kaldırılmıştır.

³ Hidroelektrik santraller 10 Kasım 2018 tarihli Resmî Gazete'de yayımlanan düzenleme ile kapasite mekanizmasından yararlanmaya başlamıştır. Fakat 31 Aralık 2023 tarihli Resmî Gazete'nin 5. mükerrer sayısında yayımlanan düzenleme ile 2024 yılından itibaren yeniden kapasite mekanizmasından yararlanamayacak santraller listesine eklenmiştir.

fiyatından etkilenecektir. Son değişiklikle uyumlu olarak, mekanizma ödemeleri piyasa fiyatı sinyallerine bağlı olarak değişmektedir.

Kapasite mekanizması TEİAŞ tarafından işletilen bir mekanizma olup süreçler tüzel kişi ile TEİAŞ arasında yürütülmektedir. Bir sonraki takvim yılında kapasite mekanizmasından yararlanmak isteyen tüzel kişilerin, aday başvuru formu ile en geç Ekim ayının on beşinci gününe kadar TEİAŞ'a başvuruda bulunmaları gerekmektedir. Başvuruda, santralin kapasite mekanizmasından yararlanabilmesi için gereken şartları sağladığını gösteren belgeler, başvuru formu ile TEİAŞ'a sunulmalıdır. TEİAŞ, yapılan başvuruların Elektrik Piyasası Kapasite Mekanizması Yönetmeliği çerçevesinde uygunluklarını değerlendirerek bir sonraki takvim yılında kapasite mekanizmasından yararlanacak santralleri, en geç Ekim ayının son günü internet sitesinden duyurup Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu'na (EPDK) bildirmektedir.

Uygulamanın hayata geçirdiği dönemden bugüne kadar kapasite mekanizmasından yararlanacak santrallerin listesinin yayımlanma tarihleri Tablo 1'de gösterilmektedir.

Tablo 1. Kapasite Mekanizmasından Yararlanacak Santrallerin Açıklanma Tarihleri

Kapasite Mekanizmasından Yararlanılacak Yıl	Açıklanma Tarihi
2018	15 Şubat 2018 ⁴
2019	14 Kasım 2018
2020	12 Aralık 2019
2021	30 Ekim 2020
2022	28 Ekim 2021
2023	1 Kasım 2022
2024	6 Ocak 2024

Mekanizmadan yararlanacak santrallerin listesinin yayımlanmasının ardından, bu yıl santrallere ödenecek bütçe ve bu bütçenin aylara göre dağılımına dair öneri, Aralık ayının sonuna kadar TEİAŞ tarafından EPDK onayına sunulmaktadır. EPDK nihai kararı bir sonraki yılın Ocak ayı içinde vererek Kurul Kararı ile duyurmaktadır. Bütçenin ve bütçenin ay bazında dağılımının belirlenmesinde aşağıdaki hususlar dikkate alınmaktadır:

⁴ 2018 yılında ilgili yönetmeliğe geçici madde eklenerek başvuruların 31 Ocak 2018 tarihine kadar alınacağı ve listenin en geç 15 Şubat 2018 tarihinde açıklanacağı belirtilmiştir.

- Kapasite mekanizmasından yararlanacak kapasite miktarı,
- Santrallerin yatırım ve finansman maliyetleri,
- Bütçenin iletim tarifeleri üzerindeki etkisi,
- Gün öncesi piyasasında oluşan piyasa takas fiyatları,
- Aylık bazda oluşacak destekleme tutarı ihtiyacı,
- Elektrik üretim sektörünün mali sürdürülebilirliği.

Yönetmelikte ilgili yıl içinde yapılacak ödemelerin o yıl için belirlenen bütçeyi geçemeyeceği belirtilmektedir. Yapılacak ödemelerin belirlenen bütçeden düşük olması durumunda ise kalan tutarın bir sonraki yıla aktarılmayacağı vurgulanmaktadır⁵. Bütçe ile ilgili diğer maddede ise aylık bütçenin o ay içinde dağıtılmasının esas olduğu belirtilmektedir. Fakat burada, yıllık bütçenin aksine, aylık bütçenin o ay yapılacak ödemedan yüksek olması durumunda, kalan bütçe sonraki aya aktarılabilmektedir⁶.

Her yıl içinde belirlenen kapasite mekanizması bütçesi ve bu bütçenin açıklanma tarihi Tablo 2’de gösterilmektedir.

Tablo 2. Kapasite Mekanizması Bütçesi

Kapasite Mekanizmasından Yararlanılacak Yıl	EPDK Toplantı Tarihi ve Karar No	Bütçe (TL)	Bütçe (USD)
2018		1.407.116.257	302.213.613
2019	27 Aralık 2018 – 8290-1	2.000.000.000	349.848.810
2020	16 Ocak 2020 – 9124	2.200.000.000	314.353.949
2021 ⁷	14 Ocak 2021 – 9970	2.600.000.000	297.211.753
2022	13 Ocak 2022 – 10723	3.000.000.000	181.598.936
2023	12 Ocak 2023 – 11553	4.000.000.000	

Yürürlüğe alındığı ilk dönem yalnızca termik santrallere yönelik bir destek olarak görülen kapasite mekanizması aynı yıl içinde güncellenmiştir. Güncellemeyle hidroelektrik santralleri de mekanizmadan bir

⁵ Elektrik Piyasası Kapasite Mekanizması Yönetmeliği, 7. Madde, 3. Fıkra

⁶ Elektrik Piyasası Kapasite Mekanizması Yönetmeliği, 7. Madde, 4. Fıkra

⁷ 2021 yılı için bütçe her ne kadar 2,6 milyar TL olarak açıklansa da dağıtılan toplam tutar 2,9 milyar TL seviyesindedir.

süre boyunca yararlanmış fakat 2024 yılı itibarıyla kapasite mekanizmasından yararlanma hakları durdurulmuştur.

18 Kasım 2018 tarihli Resmî Gazete’de yayımlanan Kapasite Mekanizması Yönetmeliği ile mekanizmadan yararlanacak santrallere ait kriterlerin tanımlandığı listede değişikliğe gidilmiş ve “Hidroelektrik santralleri ile kesintisiz üretim yapamayan rüzgâr ve güneşe dayalı santraller” maddesinden hidroelektrik santraller ifadesi kaldırılmıştır. Fakat 31 Aralık 2023 tarihli Resmî Gazete’nin 5. mükerrer sayısında yayımlanan düzenleme ile hidroelektrik santraller kapasite mekanizmasından yararlanmayacak kaynaklar arasına yeniden alınmıştır.

Kapasite Mekanizması ödemelerinde, ilk dönemde kaynak türüne özgü olarak belirlenen sabit maliyet bileşeni ve yine kaynak türüne özgü olarak belirlenecek değişken maliyet bileşeni ile piyasa takas fiyatı baz alınmaktaydı. 9 Ocak 2019 tarihli Resmî Gazete’de yayımlanan düzenleme ile ödenecek desteğin hesaplanmasında tamamıyla değişiklik yapılmış ve birim sabit maliyet bileşenleri ile kaynak bazında toplam kurulu güçleri dikkate alan bir metot belirlenmiştir. Bu metot, kapasite mekanizmasının piyasa fiyat sinyallerinden bağımsız bir destek yapısına dönüşmesine neden olmuştur. Hesaplama metodolojisinde 18 Aralık 2021 tarihli Resmî Gazete’de yayımlanan yönetmelik ile değişiklik yapılmıştır. Bu düzenleme ile kapasite mekanizması ödemeleri tekrar piyasa fiyatına duyarlı hale getirilmiştir. Hesaplama metodolojisindeki son değişiklik ise 31 Aralık 2023 tarihli Resmî Gazete’nin 5. mükerrer sayısında yayımlanan düzenleme ile yapılmıştır.

3.1. Kapasite Mekanizması Ödemelerinde Kullanılan Metot- 1

Yönetmeliğin uygulamaya alındığı 2018 yılındaki ilk metot kaynak bazlı sabit ve değişken maliyet bileşenlerini ve piyasa takas fiyatını baz almaktaydı.

Kapasite Ödemesi

= **Kapasite Kullanım Oranı**

* $\left[\sum \text{Kurulu Güç} * \text{Sabit Maliyet Bileşeni} \right.$

$\left. + \sum \text{Kurulu Güç} * (\text{Toplam Maliyet Bileşeni} - \text{Piyasa Takas Fiyatı}) \right]$

- Hesaplama yer alan sabit maliyet bileşeni, değişken maliyet bileşeni ve öngörülen kapasite kullanım oranı her kaynak türü için ayrı ayrı olmak üzere Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu tarafından belirlenmekteydi.

- Her kaynak türü için belirlenen sabit maliyet bileşeninin hesaplanmasında aşağıdaki parametreler dikkate alınmaktaydı:
 - o ilgili kaynak türüne ait kapasite kullanım oranı,
 - o İlk yatırım maliyeti,
 - o döviz kuru,
 - o faiz oranı,
 - o kaldıraç oranı,
 - o kapasiteye bağlı iletim bedelleri ve
 - o işletmeye ilişkin sabit giderler.
- Değişken maliyet bileşeni ise aşağıdaki parametreler ışığında hesaplanmaktaydı:
 - o İlgili kaynak türüne ait yakıt maliyetleri,
 - o verimlilik oranı,
 - o değişken nitelikteki iletim tarifeleri.
- Toplam maliyet bileşeni sabit ve değişken maliyet bileşenlerinin toplamını ifade etmektedir.

Yukarıdaki formüle göre kapasite mekanizması ödemelerinin piyasa takas fiyatına bağlı hareketi aşağıdaki gibidir:

- $PTF < \text{Değişken Maliyet Bileşeni} \Rightarrow$ Santrale EPDK tarafından belirlenen sabit maliyet ödenir.
- $\text{Toplam Maliyet Bileşeni} > PTF > \text{Değişken Maliyet Bileşeni} \Rightarrow$ Santrale toplam maliyet bileşeni ile PTF arasındaki fark ödenir.
- $PTF > \text{Toplam Maliyet Bileşeni} \Rightarrow$ Santrale herhangi bir ödeme yapılmaz.

3.2. Kapasite Mekanizması Ödemelerinde Kullanılan Metot- 2

9 Ocak 2019 tarihli Resmî Gazete’de yapılan düzenleme ile kapasite mekanizması kapsamında santrallere ödenecek tutara ilişkin metodoloji değiştirilmiştir. Bu değişiklik ile bir önceki mekanizmaya kıyasla piyasa fiyatlarından bağımsız bir yapıya geçilmiştir. Hesaplama yönteminde yalnızca emre amade kurulu güç ve sabit maliyet bileşeni dikkate alınmaya başlamıştır.

$$\text{Kapasite Ödeme Oranı} = \frac{\text{Sabit Maliyet Bileşeni} * \text{Kurulu Güç} * \text{Kapasite Kullanım Oranı}}{\sum \text{Sabit Maliyet Bileşeni} * \text{Kurulu Güç} * \text{Kapasite Kullanım Oranı}}$$

Kapasite Ödemesi

$$= \text{Kapasite Ödeme Oranı} * \text{Bütçe}$$

$$* \frac{\text{Santral Kurulu Gücü}}{\text{Aynı Kaynak Türündeki Tüm Santrallerin Kurulu Gücü}}$$

3.3. Kapasite Mekanizması Ödemelerinde Kullanılan Metot- 3

Kapasite mekanizması ödemelerinin hesaplanma metodolojisi günümüzdeki halini 18 Aralık 2021 tarihli Resmî Gazete’de yayımlanan yönetmelik ile almıştır. Bu düzenleme ile toplam bütçe ikiye bölünmüş ve her %50’lik pay ilgili formüle göre dağıtılmaya başlamıştır. İlk %50’lik kısımda santraller emre amade kurulu güç ve sabit maliyet bileşenine göre ödeme almaktayken geri kalan %50’lik kısım santrallerin sabit ve değişken maliyet bileşenleri ile piyasa takas fiyatıyla ilişkili olarak dağıtılmaktadır.

- Kapasite ödemelerine esas bir fatura dönemindeki bütçenin yüzde ellisi aşağıdaki formüllere göre ödenmektedir.

Kapasite Ödeme Oranı

$$= \frac{\text{Sabit Maliyet Bileşeni} * \text{Kurulu Güç} * \text{Kapasite Kullanım Oranı}}{\sum \text{Sabit Maliyet Bileşeni} * \text{Kurulu Güç} * \text{Kapasite Kullanım Oranı}}$$

Kapasite Ödemesi

$$= \text{Kapasite Ödeme Oranı} * \text{Bütçe}$$

$$* \frac{\text{Santral Kurulu Gücü}}{\text{Aynı Kaynak Türündeki Tüm Santrallerin Kurulu Gücü}}$$

- Geri kalan %50’lik kısım yerli kaynaklara öncelik verilmek suretiyle aşağıdaki formüle göre ödenmektedir:

Kapasite Ödemesi

$$= \text{Kapasite Kullanım Oranı}$$

$$* \left[\sum \text{Kurulu Güç} * \text{Sabit Maliyet Bileşeni} \right]$$

$$+ \left[\sum \text{Kurulu Güç} * (\text{Toplam Maliyet Bileşeni} - \text{Piyasa Takas Fiyatı}) \right]$$

Yönetmelikte tanımlanan sabit maliyet bileşeni ve değişken maliyet bileşeninin güncellemesinde dikkate alınacak formüller Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu'nun 17/02/2022 tarihli ve 10792-1 sayılı kararı ile aşağıdaki gibi belirlenmiştir:

Doğal Gaz için SMB_t

$$= SMB_0 * (0,21 * \left(\frac{\ddot{ÜFE}_t}{\ddot{ÜFE}_0}\right) + 0,72 * \left(\frac{Kur_t}{Kur_0}\right) + 0,07 * \left(\frac{Sabit \ İletim \ Maliyeti_t}{Sabit \ İletim \ Maliyeti_0}\right)$$

Yerli Kömür için SMB_t

$$= SMB_0 * (0,28 * \left(\frac{\ddot{ÜFE}_t}{\ddot{ÜFE}_0}\right) + 0,67 * \left(\frac{Kur_t}{Kur_0}\right) + 0,05 * \left(\frac{Sabit \ İletim \ Maliyeti_t}{Sabit \ İletim \ Maliyeti_0}\right)$$

İthal Kömür için SMB_t

$$= SMB_0 * (0,24 * \left(\frac{\ddot{ÜFE}_t}{\ddot{ÜFE}_0}\right) + 0,73 * \left(\frac{Kur_t}{Kur_0}\right) + 0,03 * \left(\frac{Sabit \ İletim \ Maliyeti_t}{Sabit \ İletim \ Maliyeti_0}\right)$$

Doğal Gaz için DMB_t

$$= DMB_0 * (0,97 * \frac{BOTAŞ_Tarifesi_t}{BOTAŞ_Tarifesi_0} + 0,01 * \frac{\ddot{ÖTV}_t}{\ddot{ÖTV}_0} + 0,02 * \frac{Değişken \ İletim \ Maliyeti_t}{Değişken \ İletim \ Maliyeti_0})$$

$$Yerli \ Kömür \ için \ DMB_t = DMB_0 * (0,93 * \frac{\ddot{ÜFE}_t}{\ddot{ÜFE}_0} + 0,07 * \frac{Değişken \ İletim \ Maliyeti_t}{Değişken \ İletim \ Maliyeti_0})$$

$$İthal \ Kömür \ için \ DMB_t = DMB_0 * (0,96 * \frac{Kur_t}{Kur_0} + 0,04 * \frac{Değişken \ İletim \ Maliyeti_t}{Değişken \ İletim \ Maliyeti_0})$$

Formülde yer alan “0” indisli değerler EPDK tarafından açıklanan başlangıç değerleri iken “t” indisli değerler ödemenin yapılacağı ilgili fatura dönemini ifade etmektedir. Formüllerde yer alan başlangıç değerleri 2022 yılına ait değerler olup 2023 yılında bu değerlere ilişkin bir güncelleme yayımlanmamıştır.

Bazı dönemlerde belirlenen bütçe, kapasite mekanizmasından yararlanmaya hak kazanan tüm santraller için yetersiz kalmaktadır. Bu durumda, öncelikle yerli kaynaklara dayalı santrallerin kapasite ödemeleri yapılmaktadır. Kalan tutar olması durumunda diğer santrallere ödenecek tutar aşağıdaki formülle hesaplanmaktadır:

Kapasite Ödemesi

$$= (\text{Bütçe} - \sum \text{Yerli Kaynaklara Yapılan Toplam Ödeme})$$

$$* \frac{\text{Santral Kurulu Gücü}}{\text{Aynı Kaynak Türündeki Tüm Santrallerin Kurulu Gücü}}$$

İthal kömür veya ithal doğal gaz yakıtlı santrallerde, ilgili fatura döneminde yerli kömür veya yerli doğal gaz ile üretim yapılması durumunda yerli kömür veya yerli doğal gaz kullanılarak yapılan üretim miktarı için yerli kaynak kapsamında, ithal kömür veya ithal doğal gaz kullanılarak yapılan üretim miktarı için ithal kaynak kapsamında kapasite ödemesi yapılmaktadır.

İthal kömür santrallerine yapılan kapasite ödemelerinin hesaplanmasında, ilgili santral, üretiminin yerli kaynak kullanılarak yapılan kısmı ile orantılı kurulu güçte bir yerli kömür santrali olarak kabul edilmektedir.

3.4. Kapasite Mekanizması Ödemelerinde Kullanılan Metot- 4

Metot-3'te belirtilen toplam bütçenin ikiye bölünmesi ve her %50'lik payın ilgili formüle göre dağıtılmaya başlaması hususu 31 Aralık 2023'teki düzenlemeyle birlikte değiştirilmiştir. Düzenlemeye göre ilk %25'lik kısımda santraller emre amade kurulu güç ve sabit maliyet bileşenine göre ödeme almaktayken geri kalan %75'lik kısım santrallerin sabit ve değişken maliyet bileşenleri ile piyasa takas fiyatıyla ilişkili olarak dağıtılmaktadır. Bu durumda santrallerin piyasa takas fiyatıyla ilişkili olarak aldığı ödeme artmaktadır.

- Kapasite ödemelerine esas bir fatura dönemindeki bütçenin yüzde yirmi beşi aşağıdaki formüllere göre ödenmektedir:

$$\text{Kapasite Ödeme Oranı} = \frac{\text{Sabit Maliyet Bileşeni} * \text{Kurulu Güç} * \text{Kapasite Kullanım Oranı}}{\sum \text{Sabit Maliyet Bileşeni} * \text{Kurulu Güç} * \text{Kapasite Kullanım Oranı}}$$

Kapasite Ödemesi

$$= \text{Kapasite Ödeme Oranı} * \text{Bütçe}$$

$$* \frac{\text{Santral Kurulu Gücü}}{\text{Aynı Kaynak Türündeki Tüm Santrallerin Kurulu Gücü}}$$

- Geri kalan yüzde yetmiş beşlik kısım yerli kaynaklara öncelik verilmek suretiyle aşağıdaki formüle göre ödenmektedir:

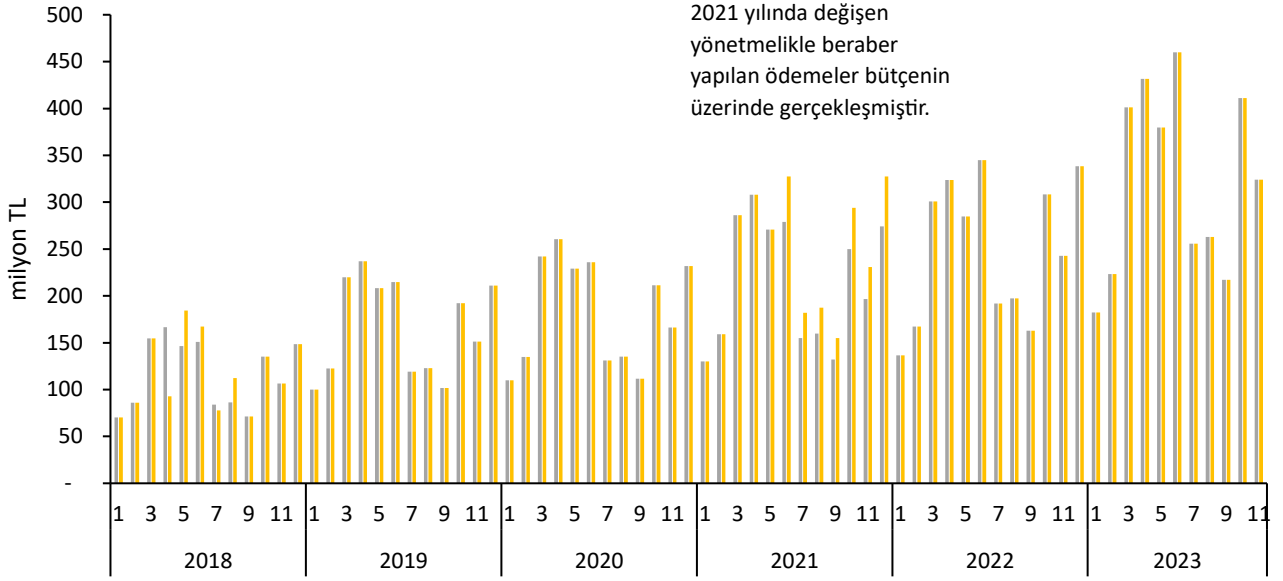
Kapasite Ödemesi

$$\begin{aligned} &= \text{Kapasite Kullanım Oranı} \\ &* \left[\sum \text{Kurulu Güç} * \text{Sabit Maliyet Bileşeni} \right. \\ &+ \left. \sum \text{Kurulu Güç} * (\text{Toplam Maliyet Bileşeni} - \text{Piyasa Takas Fiyatı}) \right] \end{aligned}$$

31 Aralık 2023 tarihinde yapılan güncellemelere bağlı olarak dengeleme güç piyasası kapsamında yük alma ve yük atma talimatı alan santrallere, ilgili talimata denk gelen saatler için kapasite ödemesi yapılmayacaktır. Ayrıca, ithal kömür veya ithal doğal gaz yakıtlı santrallerde, bir fatura döneminde yerli kömür veya yerli doğal gaz kullanılarak elektrik üretimi yapılması halinde, bu üretim miktarının iki katı oranında yerli kaynak kapsamında kapasite ödemesi yapılmaktadır.

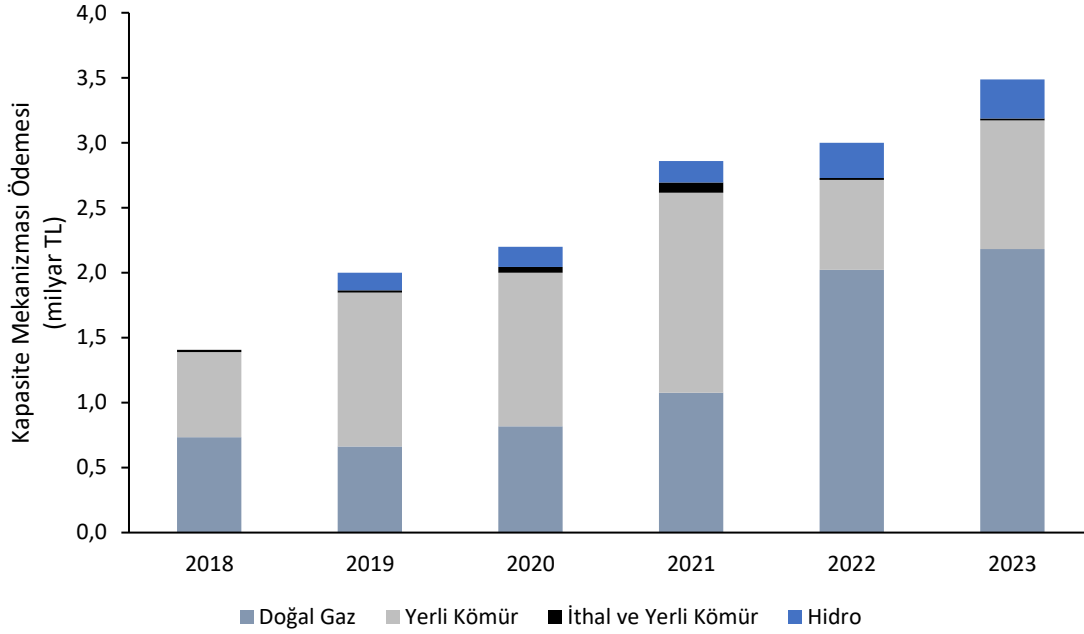
4. Kapasite Mekanizması Uygulamasının Mevcut Durumu

Kapasite mekanizmasında yer alacak santraller için kriterlerde dönem içinde değişiklik yapılmış ve öncelikle hidroelektrik santrallerinin bir süre boyunca mekanizma kapsamına alınmasının önü açılmıştır. 31 Aralık 2023 tarihli değişiklik ile birlikte hidroelektrik santraller, kapasite mekanizmasından yararlanabilecek santraller listesinin dışına çıkarılmıştır. Daha sonraki yıllarda yapılan değişiklikler ile ithal yakıtlı santrallerin yaş sınırı önce yükseltilmiş ardından tamamen kaldırılmıştır. 21 Mayıs 2021 tarihli Resmî Gazete’de yayımlanan bir diğer değişiklik ile Yap-İşlet Santralleri de kapasite mekanizmasına katılım hakkı kazanmıştır. Normalde başvurular bir önceki yılın sonunda yapılmakta ve ilgili yıl boyunca bu mekanizmadan yararlanacak nihai santraller açıklanmaktadır. Fakat bu düzenleme ardından 2021 yılı Mayıs ayından itibaren Yap - İşlet Santrallerinden bazıları listeye dahil edilmiştir. Bu santrallerin listeye dahil edilmesi ardından bu yıl için belirlenen kapasite mekanizması bütçesinin üzerine çıkmıştır. 2018 yılından itibaren aylık belirlenen bütçeler ve yapılan ödemeler Şekil 3’te gösterilmektedir (TEİAŞ, 2023).



Şekil 3. Kapasite Mekanizması Aylık Bütçe ve Yapılan Ödemeler

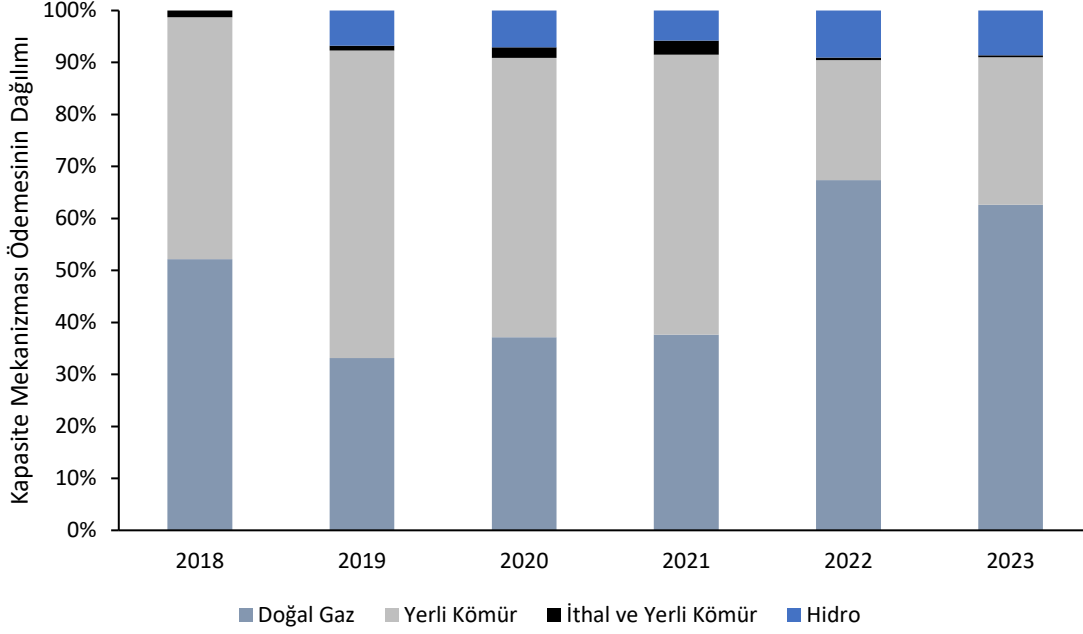
Kapasite mekanizması ödemelerine kaynak bazında bakıldığında ise yıllara göre ödemeler Şekil 4'te gösterildiği gibi dağıtılmıştır (TEİAŞ, 2023). Verilere bakıldığında 2022 itibarıyla değişen kapasite mekanizması metodolojisinin, ödemelerin daha çok doğal gaz santrallerine kayması sonucunu doğurduğu görülmektedir. 2023 yılı verileri 11 aylık dönemi kapsamaktadır.



Şekil 4. Kapasite Mekanizması Ödemesinin Kaynak Bazında Dağılımı

Yapılan ödemelerde kaynakların toplam bütçeden yararlanma oranları yıllar içinde değişiklik göstermektedir. Uygulamanın devreye alındığı ilk yıl olan 2018 yılında en büyük payı %52 ile doğal gaz santralleri alırken, yerli kömür santralleri toplam bütçenin %47'lik kısmını almışlardır. 2019 yılında ise sıralama değişmiş ve yerli kömür santralleri %59'luk pay ile kapasite mekanizması bütçesinden en fazla yararlanan kaynak türü olmuştur. 2019 - 2022 yılları arası yerli kömür santralleri bu sırayı korumuş, 2022 yılı itibarıyla uygulamaya koyulan metodoloji ardından doğal gaz santrallerinin toplam bütçeden aldığı pay

yeniden ilk sıraya yükselmiştir. Kaynak bazında alınan toplam ödemenin toplam içindeki payı Şekil 5'te gösterilmektedir (TEİAŞ, 2023).



Şekil 5. Kapasite Mekanizması Ödemesinin Kaynak Bazında Yüzdesele Dağılımı

Yakıt tipine bağılı olarak birim kurulu güç başına ödenen kapasite mekanizması yıllar içinde değışse de kömür santralleri için ödenen miktar 2022 yılındaki değışiklik ardından sert bir düşüş göstermiştir (TEİAŞ, 2023). 2023 yılı verileri 11 aylık dönemi kapsamaktadır. Kaynak bazında MW başına ödenen yıllık kapasite mekanizması tutarı Tablo 3 altında gösterilmektedir.

Tablo 3. Kurulu Güç Başına Yıllık Kapasite Ödemesi

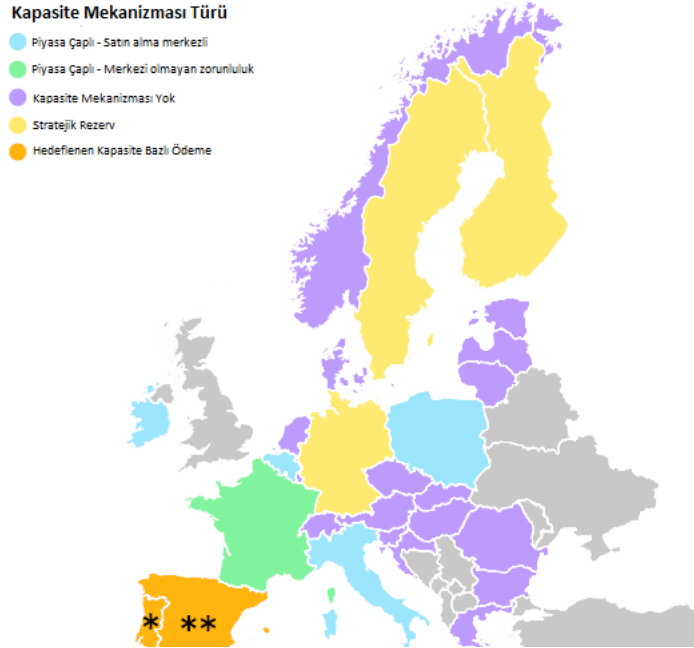
Kaynak	2018 Yılı Ödeme (TL/MW)	2019 Yılı Ödeme (TL/MW)	2020 Yılı Ödeme (TL/MW)	2021 Yılı Ödeme (TL/MW)	2022 Yılı Ödeme (TL/MW)	2023 ⁸ Yılı Ödeme (TL/MW)
Doğal Gaz	75.198	67.593	80.788	73.862	138.820	154.172
Yerli Kömür	107.301	151.388	178.764	194.055	87.412	154.400
Yerli Kömür Kullanan İthal Kömür Santralleri	3.986	3.825	9.132	10.393	1.986	1.447
Hidroelektrik	-	81.069	93.232	99.269	162.527	179.869

Mevcut durumda Türkiye'deki doğal gaz, kömür ve hidroelektrik santralleri hem piyasaya katılmakta hem de kapasite mekanizması kapsamında ödeme almaktadırlar. Sistemde arz güvenliği için önem teşvik eden santrallerin sistemde varlıklarını sürdürmeleri için yapılan düzenlemelerde iklim değişikliği hedeflerinin de gözetilmesi gerekmektedir. Karbon emisyon değerleri yüksek olan termik santrallerin sistemde varlıklarını sürdürebilmeleri için verilen kapasite mekanizması ve benzeri teşvik uygulamalarının Türkiye'nin net sıfır hedeflerine uyumlu bir şekilde yürütülmesi oldukça önem arz etmektedir. Nitekim Ulusal Enerji Eylem Planı'nda termik santrallerin üretimdeki payının yıllar içinde azaltılması beklenmektedir (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2023).

⁸ 2023 yılı verileri 11 aylık dönemi kapsamaktadır.

5. Dünyada Örnek Uygulamalar

Avrupa Birliği'nde kapasite mekanizmasının aktif olarak kullanıldığı 8 ülke bulunmaktadır: Belçika, Finlandiya, Fransa, Almanya, İtalya, İrlanda, Polonya ve İsveç. Finlandiya, Almanya ve İsveç stratejik rezerv bazlı bir kapasite mekanizması uygularken, diğer 5 ülke piyasa çaplı bir kapasite mekanizması uygulamaktadır. İspanya ve Portekiz'de aktif olarak yürürlükte olan bir kapasite mekanizması yoktur ancak uygulama yürürlükteyken yapılan bazı uzun dönemli kontratlar geçerliliğini korumaktadır. 2022 yılı itibarıyla Avrupa Birliği'nde uygulanan kapasite mekanizmaları Şekil 6'da gösterilmektedir (ACER, 2023).

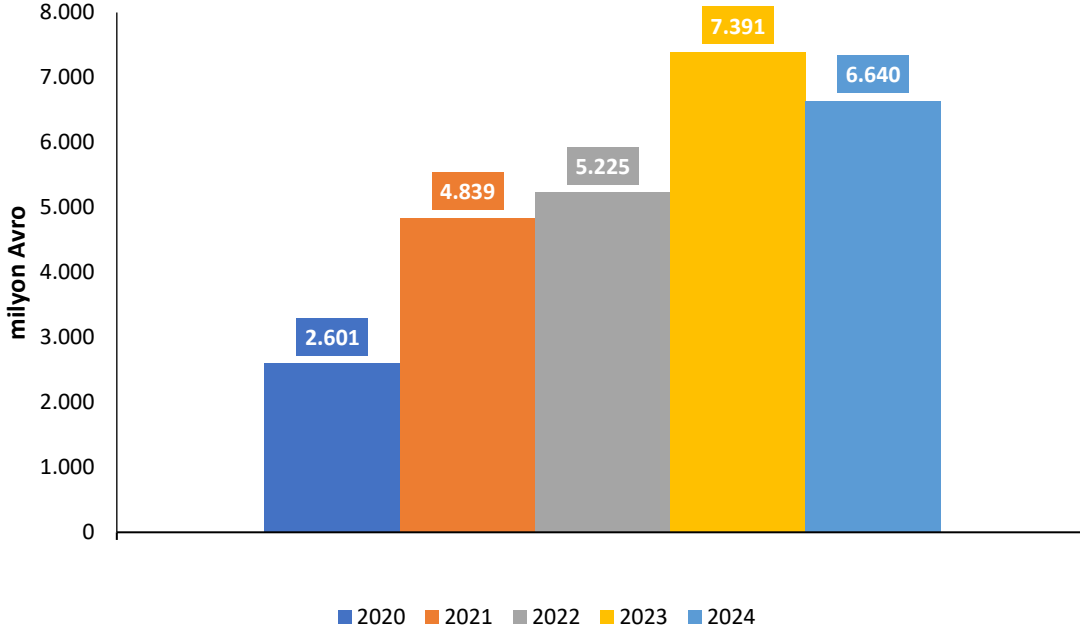


Şekil 6. Avrupa Birliği'nde Uygulanan Kapasite Mekanizması Türleri

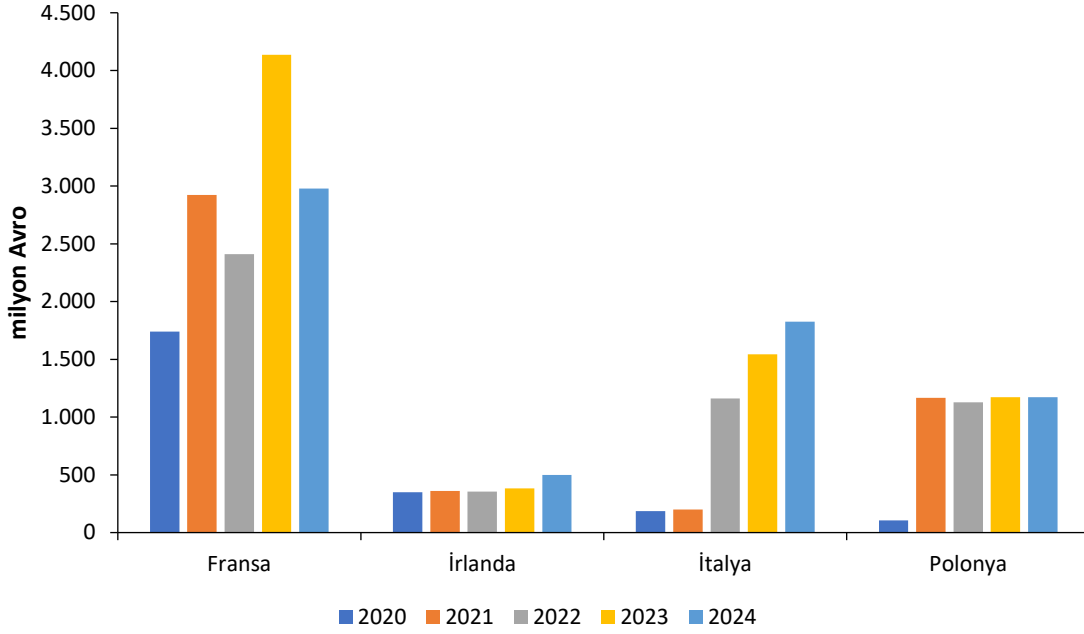
Finlandiya'daki stratejik rezerv uygulaması 2022 yılı itibarıyla sona ermiş ve Temmuz 2022 itibarıyla yeni uygulama yürürlüğe girmiştir. Yeni uygulama kapsamındaki ilk ihale 2022 yazında yapılmış ve herhangi bir kapasite dağıtımı yapılamamıştır, ihaleye katılan kapasiteler enerji piyasasında emre amade bulunmaya devam edeceklerdir. İtalya'da 2021 yılına kadar aktif olan kapasite mekanizması uygulaması yerine yürürlüğe giren piyasa çaplı kapasite mekanizması kapsamındaki ilk kapasite tahsisatları 2022 yılında başlamıştır (ACER, 2023).

Üye ülkelerde uygulanan kapasite mekanizmalarının finansmanı elektrik sistemi kullanıcıları tarafından karşılanmaktadır. Bunun son kullanıcılara, tedarikçilere veya dengeleme sorumlusu taraflara yansıtılması

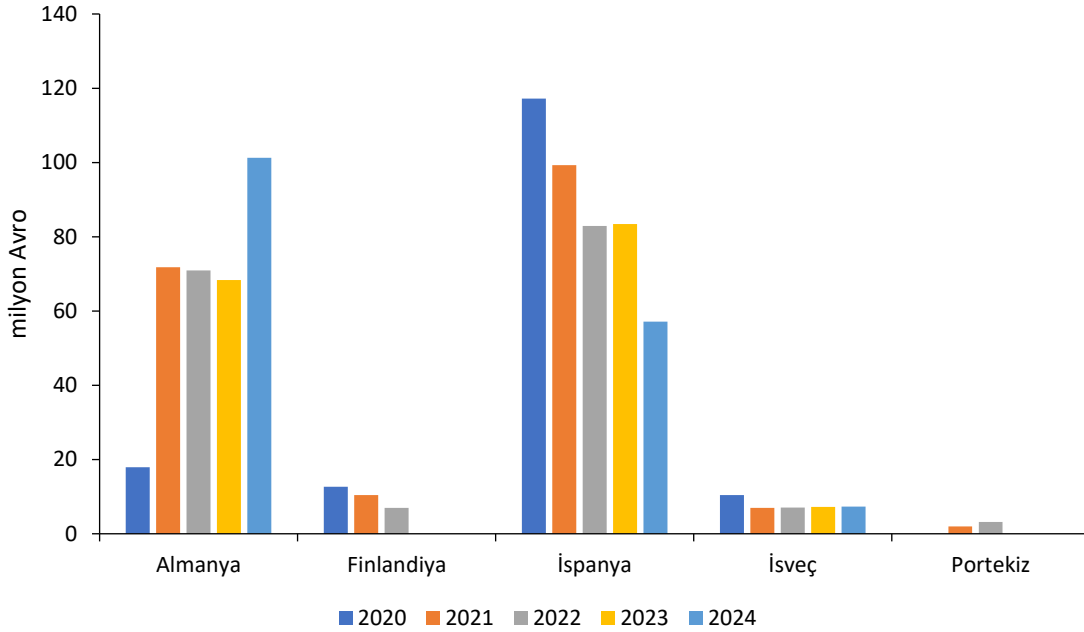
iletim tarifeleri veya ek ücretlendirmeler ile yapılmaktadır. 2022 ve 2023 yıllarındaki toplam kapasite mekanizması maliyetlerinde artış görülmüştür. 2021 yılı teslimat döneminde yıllık 4,8 milyar Avro olan kapasite mekanizması maliyeti, 2022 yılı teslimat döneminde yıllık 5,2 milyar Avro'ya ulaşmıştır. 2023 yılında ise uygulama maliyetinin yıllık bazda %40 oranında bir artış göstererek 7,4 milyar Avro seviyesine ulaşacağı öngörülmektedir. Bu toplam artışın temel sebebi Fransa ve İtalya'nın kapasite mekanizmaları maliyetlerindeki artıştır (ACER, 2023). Şekil 7, kapasite mekanizmasının teslimat yıllarındaki maliyetini göstermektedir. 2023 yılında gerçekleştirilen T-1 ihaleleri 2024 yılına dair maliyet tahminlerinde hesaba katılmamıştır, bu nedenle 2024 yılına ait değerler indikatif niteliktedir. Şekil 8 ve Şekil 9 ise AB ülkelerinde yapılan kapasite mekanizması ödemelerini göstermektedir (ACER, 2023).



Şekil 7. EU-27 İçerisinde Gerçekleşen ve Öngörülen Kapasite Mekanizması Maliyetleri

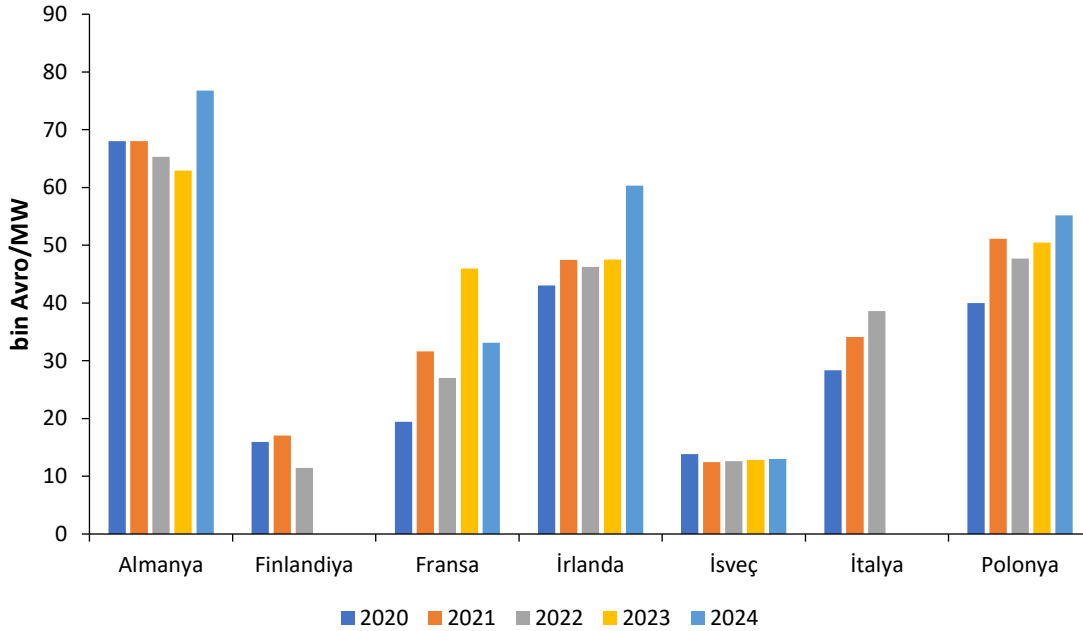


Şekil 8. 2020-2024 Yılları Arasında Fransa, İrlanda, İtalya ve Polonya'da Kapasite Mekanizması Kapsamında Yapılan ve Yapılması Öngörülen Ödemeler



Şekil 9. 2020-2024 Yılları Arasında Almanya, Finlandiya, İspanya, İtalya ve Portekiz'de Kapasite Mekanizması Kapsamında Yapılan ve Yapılması Öngörülen Ödemeler

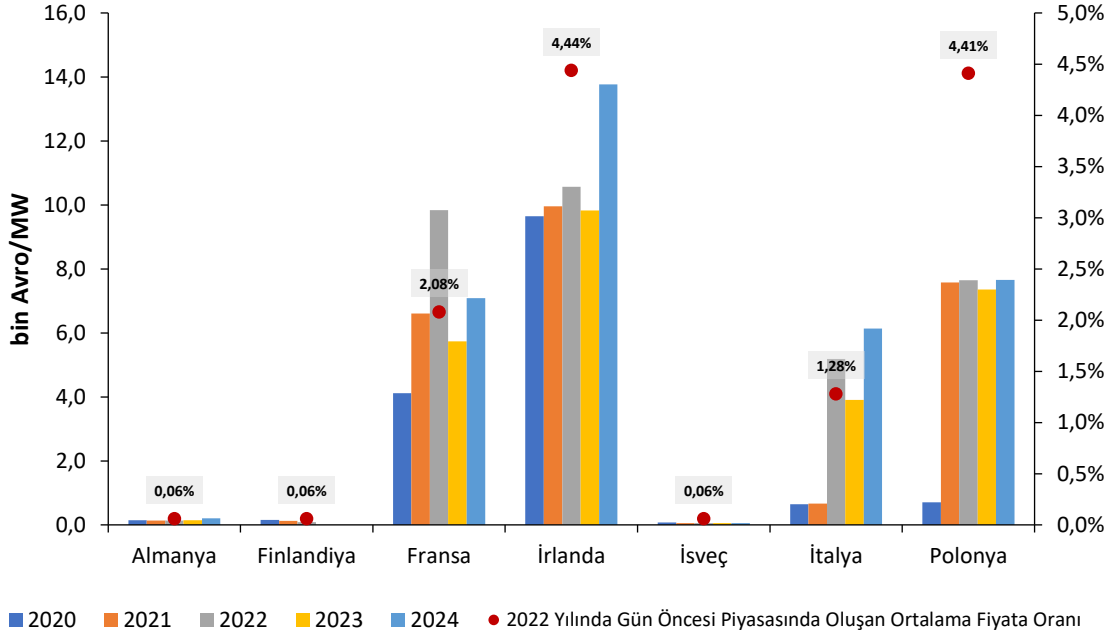
Oluşturulan kapasitenin birim maliyeti incelendiğinde ise bazı ülkelerde bu değer yükseldiği gözlemlenmektedir. 2022 yılında Fransa'da çeşitli nedenlerle nükleer enerjinin elektrik üretimdeki payının düşmesi, ihale fiyatlarının ve dolayısıyla kapasite birim maliyetinin artmasına neden olmuştur. 2024 yılında Almanya'daki birim kapasite maliyetindeki artışın sebebi ise, yetkili otoritelerin şu ana kadar yapılan en büyük ödemenin 2023 yılında sonuçlanacak olan kapasite mekanizması ihalesinde yaşanacağını öngörmesinden kaynaklanmaktadır. İrlanda'da ise 2024 yılındaki maliyetlerin artmasında 2024/2025 kış dönemi teslimatı için yapılan T-3 ihalesinin sonucunun etkisi olmuştur. Oluşturulan kapasitenin birim maliyeti ülkeler bazında Şekil 10'de gösterilmektedir. Birim maliyetler, teslimat yıllarındaki toplam kapasite maliyetinin teslimat yıllarında oluşturulan toplam kapasiteye bölünmesi ile hesaplanmıştır (ACER, 2023).



Şekil 10. Kapasite Mekanizması Kapsamında MW Başına Yapılan Kapasite Ödemesi

Birim elektrik talebi için kapasite mekanizması birim maliyeti ve kapasite ödemelerinin Gün Öncesi Piyasası'nda oluşan fiyata oranı Şekil 11'de gösterilmektedir. Bu birim maliyet, teslimat yıllarında yapılan veya yapılması öngörülen toplam ödemenin o yıllarda ilgili ülkenin toplam elektrik talebine bölünmesi ile elde edilmiştir. 2023 ve 2024 talep verileri için 2022 verileri kullanılmıştır. Bu değer kapasite mekanizmasının elektrik faturalarındaki önemine dair bir gösterge niteliğindedir. Hesaplanan değer gerçek bir tarife değeri olmamakla beraber elektrik maliyetinin elektrik kullanıcılarına, kullandıkları elektrik ile

orantılı bir şekilde dağıtıldığı kabulü ile hesaplanmıştır. Şekil 11'de gösterilen yüzdesel değerler, 2022 yılındaki talep başına düşen toplam kapasite mekanizması maliyetlerinin, 2022 yılında Gün Öncesi Piyasası'nda oluşan yıllık ortalama fiyata oranını ifade etmektedir. 2022 yılındaki yüksek piyasa fiyatlarından dolayı 2022 yılında bu oran, 2021 yılından daha düşük bir değere sahiptir (ACER, 2023).

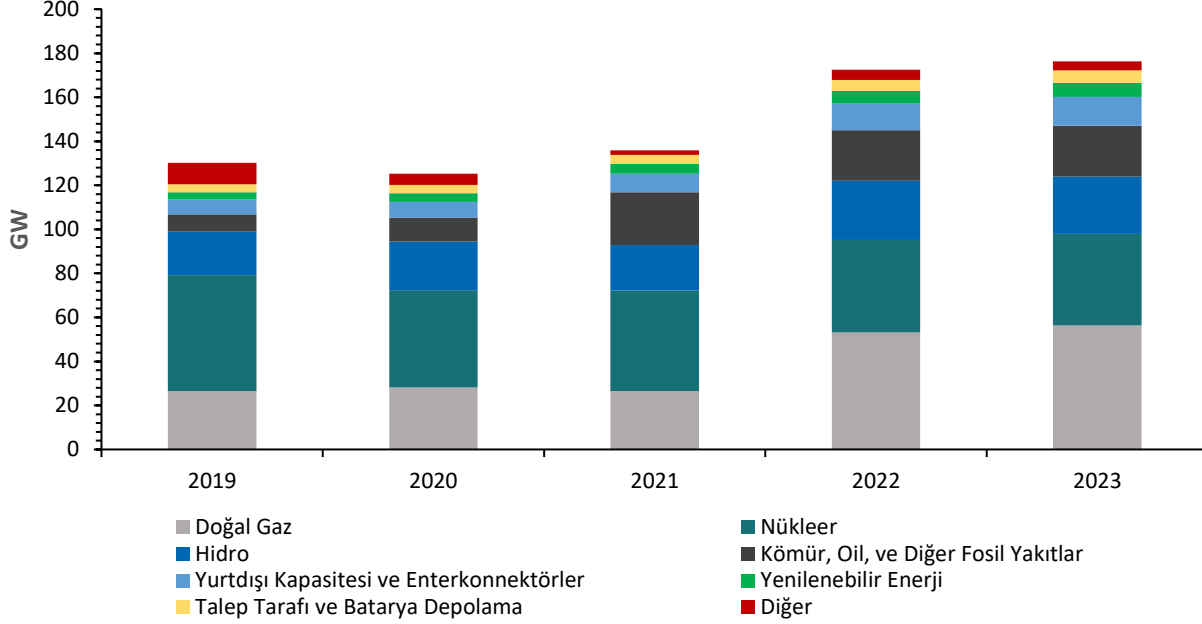


Şekil 11. Talep Başına Düşen Birim Kapasite Maliyeti ve 2022 Yılında Kapasite Ödemelerinin Gün Öncesi Piyasasında Oluşan Fiyata Oranı

Elektrik tüketicileri açısından bakıldığında ise, Finlandiya, Almanya ve İsveç'te uygulanan stratejik rezerv uygulaması diğer ülkelerde uygulanan piyasa çaplı kapasite mekanizmasına göre daha düşük bir maliyete sahiptir.

Şekil 12, 2019'dan 2023'e kadar AB genelinde kapasite mekanizmaları yoluyla teşvik verilen teknolojilerin dağılımını göstermektedir. Toplamda, 2022'de yaklaşık 174 GW'lık kapasiteye ödeme yapılmış olup, bunun büyük kısmı doğal gaz, nükleer ve kömür santrallerine yapılmıştır. Doğal gaz kapasitesinin 2022 ve 2023'te 2021'e kıyasla artması, büyük ölçüde İtalya'da yeni kapasite mekanizmasının devreye girmesinden kaynaklanmaktadır. Şekil 12'da ayrıca 2022 yılında talep tarafı katılımı ve batarya depolamadan yaklaşık 5 GW kapasite tedarik edildiği görülmektedir. Bu kapasite sağlayıcılardan tedarik edilen kapasitenin payı, konvansiyonel teknolojilere kıyasla düşüktür, ancak pay günden güne artış göstermektedir. Örneğin, İrlanda ve Polonya kapasite mekanizmalarında 2026 teslim yılı için tedarik edilen

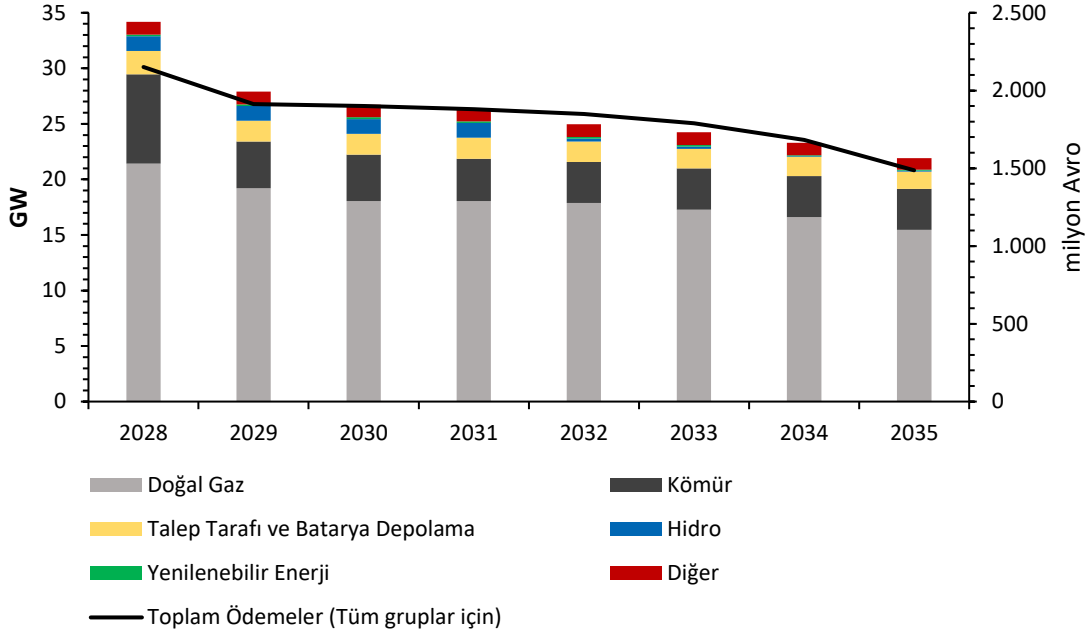
toplam kapasite içinde talep tarafı katılımı ve batarya depolama kapasitesinin payı %10'a yakındır. Buna ek olarak, 2022 yılında yaklaşık 12 GW sınır ötesi kapasite tedarik edilmiştir (ACER, 2023).



Şekil 12. Teknoloji Türüne Göre AB Kapasite Mekanizmalarında Teşvik Verilen Toplam Kapasite

Şekil 13, 2027 ve 2035 yılları arasında uzun vadeli sözleşmeler kapsamında teşvik verilen kapasitenin ilgili maliyetlerle birlikte dağılımını göstermektedir. Uzun vadeli sözleşmeler Avrupa'da piyasa çapında kapasite mekanizmalarının ortak bir özelliği olarak gösterilebilmektedir. Bununla beraber, uzun vadeli sözleşmeler yeni kapasitenin devreye alınmasını kolaylaştırabilmekte ve yatırım risklerini ve finansman maliyetlerini azaltarak rekabeti kolaylaştırabilmektedir. Öte yandan gereğinden daha uzun vadeli yapılan sözleşmeler, uzun vadeli desteğin konvansiyonel kaynaklara yönlendirilmesi halinde yeni kapasite sağlayıcı türlerinin girişine engel teşkil edebilmektedir. Ayrıca, uzun vadeli sözleşmeler, yeterlilikle ilgili herhangi bir sorunun öngörülmediği dönemlerde bile destek kapasite kaynaklarına verimsiz bir şekilde tahsis edilebileceğinden, tüketiciler için ek maliyetler anlamına gelebilmektedir. Daha da önemlisi, uzun vadeli sözleşmeler AB emisyon ve iklim-nötrlük hedeflerini de tehlikeye atabilmektedir, bu tür sözleşmeler yoluyla üye devletler fosil yakıtlı enerji santrallerini 2030'un çok ötesinde desteklemeye devam etmiş olacaklardır.

Özellikle, uzun vadeli sözleşmelere sahip kapasite hacmi son rapor döneminden bu yana önemli ölçüde artmıştır. İrlanda, İtalya ve Polonya kapasite mekanizmalarında yaklaşık 13 GW'lık yeni kapasite bu tür sözleşmeler imzalamıştır.



Şekil 13. AB-27'de Teknoloji Türüne Göre Uzun Vadeli Sözleşmeye Bağlanmış Kapasite ve İlgili Maliyetler

5.1. Almanya

Almanya, ilk olarak 26 Temmuz 2016'da Alman Enerji Yasası'nda yaptığı bir değişiklik ile kapasite mekanizmasını gündemine almıştır. 23 Ocak 2017 tarihinde ise kapasite mekanizması uygulaması kapsamında stratejik bir rezerv oluşturmak adına tasarladığı destek şemasını Avrupa Komisyonu'na bildirmiştir. Bu uygulamaya ait komisyon değerlendirmeleri 2018/860 sayılı, 15/06/2018 tarihli Avrupa Birliği Resmî Gazetesi'nde yayımlanmıştır (European Commission, 2018). Kapasite rezervine dair hukuksal dayanak Alman Enerji Yasası'nda (Gesetze im Internet, 2005), uygulama kapsamındaki ihale yöntemleri, prosedürler ve teşvik mekanizması ise ilgili yönetmelik olan "Capacity Reserve Ordinance" altında bulunmaktadır (Gesetze im Internet, 2019).

Alman Hükümeti 2016 yılında, 2020 emisyon hedeflerine ulaşmak amacıyla fosil yakıt kullanan santrallere yaptırım uygulamayı değerlendirirken, kömür sektöründen gelen tepkiler ve enerji arz güvenliği ihtiyacı nedeniyle bu yaptırımdan vazgeçerek yüksek emisyonu neden olan eski linyit santrallerini rezerv kapasite olarak değerlendirme kararı almıştır. 2016 yılından itibaren Tablo 4'te belirtilen santraller kademeli olarak rezerv kapasiteye geçmiş ve dört yıllık periyotlar süresince arz güvenliği için hazırda bekler durumda bulunmuşlardır.

Tablo 4. Almanya Kapasite Mekanizması Kapsamında Hazırda Bekletilen Santraller

Santral/Ünite Adı	Kapasite (MW)	Mekanizma Kapsamına Geçiş Dönemi	Kalıcı Olarak Kapatılma Tarihi
Buschhaus D	352	2016	1 Ekim 2020
Frimmersdorf Q	278	2017	1 Ekim 2021
Frimmersdorf P	285	2017	1 Ekim 2021
Niederaußem F	299	2018	1 Ekim 2022
Niederaußem E	295	2018	1 Ekim 2022
Jänschwalde F	465	2018	1 Ekim 2022
Jänschwalde E	465	2019	1 Ekim 2023
Neurath C	292	2019	1 Ekim 2023

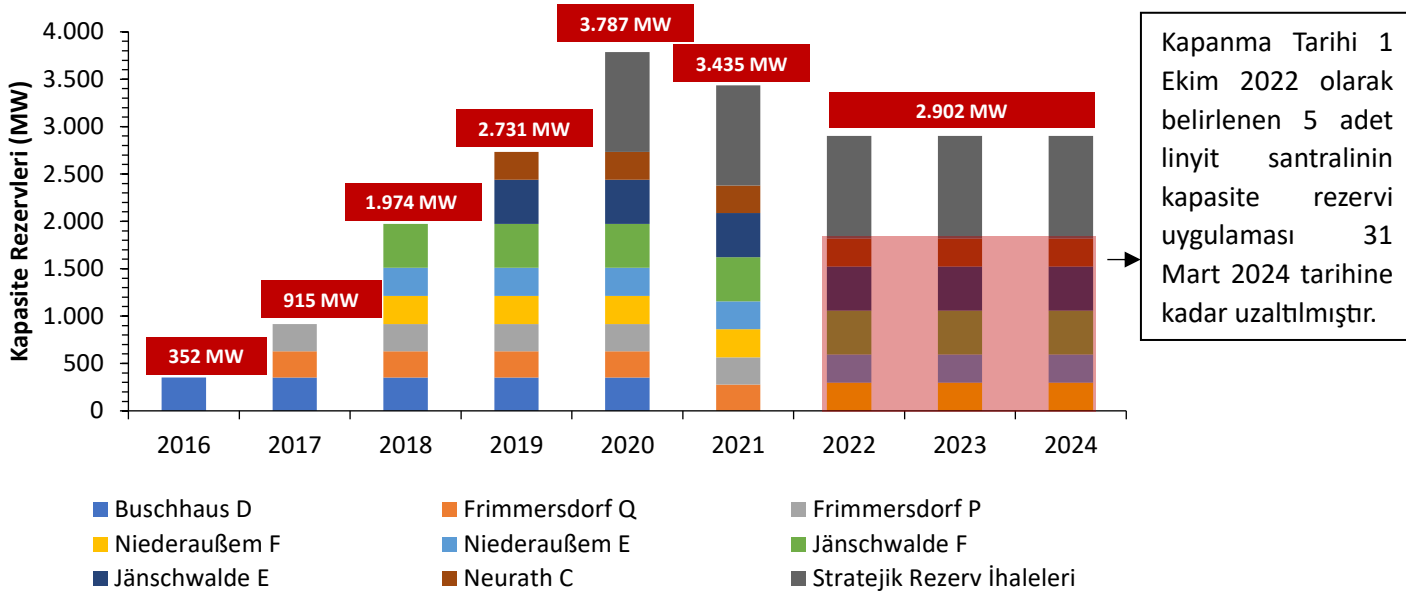
Ulusal ve Avrupa iklim hedefi doğrultusunda, elektrik sektöründeki karbondioksit emisyonunun azaltılması için devreden çıkması planlanan linyit santralleri, bu santrallerin spesifik üniteleri ve devreden çıkış tarihleri ilgili kanun altında detaylandırılmıştır (Gesetze im Internet, 2005). Fakat kapasite uygulamasının devreye girmesiyle bu santrallerin direkt olarak devreden çıkmamasına, dört yıl boyunca kapasite rezervi tutarak ardından kalıcı olarak kapatılmasına karar verilmiştir. Bu şekilde rezerv tutan santraller sistem işletmecilerinden gelecek talimatlar dışında elektrik üretimi yapamayacaklardır. 2021 yılında bu santralleri arz güvenliği için hazırda bekler durumda tutmanın yıllık maliyeti 400 ile 450 milyon Avro arasındadır (Bundesnetzagentur, 2021).

6 Şubat 2022 tarihinde, Rusya'nın Ukrayna'yı işgali ile başlayan doğal gaz krizi ve Avrupa'nın Rus doğal gazına alternatif tedarik kaynakları arayışına girmesiyle, Avrupa Birliği Komisyonu 20 Temmuz 2022 tarihinde Avrupa'nın doğal gaz talebini, 1 Ağustos 2022 tarihinden 31 Mart 2023 tarihine kadar %15 oranında düşürülmesini planlayan bir genelge yayımlamıştır (European Commission, 2022). Bu genelge ışığında Almanya 30 Eylül 2022 tarihinde yukarıda belirtilen ve planlanan kapanma tarihi 1 Ekim 2022 tarihinden sonra olan 5 linyit santralini rezerv kapasite tutmak amacıyla 31 Mart 2024 tarihine kadar kapatmama kararı almıştır. Fakat önceki uygulamadan farklı olarak, santraller bu sefer 31 Mart 2024 tarihine kadarki sürede gelen emirler doğrultusunda ürettikleri elektrik enerjisini spot piyasaya katılıp satabileceklerdir. Elektrik üretmedikleri fakat kapasite tuttıkları dönemlerde ise operasyonel hazırlıklarını

yansıtan maliyetleri doğrultusunda ödeme alacaklardır. Almanya'nın bu uygulama kapsamında Avrupa Birliği Komisyonu'na bildirdiği tahmini bütçe 450 milyon Avro'dur (European Commission, 2022).

2019 yılından itibaren ise, yukarıda belirtilen stratejik kapasite rezervi uygulamasının yürürlüğe girmesiyle, 2020 kışından başlamak suretiyle iki yıllık periyotlar için 2 GW'lık bir stratejik kapasite rezervi oluşturulması hedeflenmiştir. 2 GW'lık kapasiteler, Alman İletim Sistemi Operatörleri (TSO) tarafından dijital ihaleler vasıtasıyla dağıtılmaktadır (Gesetze im Internet, 2019). Bu bağlamda, 2020 - 2022 dönemi oluşturulması planlanan 2 GW'lık stratejik kapasite rezervinin ihalesi ilk olarak 1 Aralık 2019 tarihinde yapılmıştır. Yapılan ihaleler sonucunda 2020-2022 dönemi için 1.056 MW, 2022 - 2024 dönemi için doğal gaz kaynaklı 1.086 MW'lık stratejik rezerv oluşturulurken, 2024 - 2026 dönemi için 1 Eylül 2023 tarihinde başlatılan ve son teklif verme tarihi 1 Aralık 2023 olan ihale henüz sonuçlanmamıştır (Netztransparenz, 2023). Bütçesel açıdan bakıldığında ise kapasitelerin ihale yolu ile dağıtılması sebebiyle stratejik rezerv için belirlenmiş sabit bir bütçe bulunmasa da ihale katılımcılarının verebileceği azami teklif yıllık 100,000 Avro/MW olarak belirlenmiştir. İhaleler 2020 - 2022 dönemi için yıllık 68.000 Avro/MW (yıllık 71,8 milyon Avro, dönemlik 143,6 milyon Avro), 2022 - 2024 dönemi için ise 62.940 Avro/MW (yıllık 68,3 milyon Avro, dönemlik 136,7 milyon Avro) ile sonuçlanmıştır (Netztransparenz, 2023).

Mekanizma kapsamında yer alan kapasite sağlayıcılara yalnızca sistemde kalmalarını sağlamak adına ödeme yapılmakta ve "energy-only" piyasaya erişimlerine izin verilmemektedir. Bu durum termik santraller açısından uzun dönemli bir finansal teşvik yaratılmadığını göstermektedir. Santrallerin rezerv tutma süreci boyunca bazı yeterlilikleri karşılamaları gerekmektedir (Gesetze im Internet, 2019). Kapasite mekanizması için belirli bir süre veya bitiş tarihi belirlenmemiştir. Sistem operatörlerinin kaynak yeterlilikleri testlerinin gelecekte herhangi bir kapasite veya tedarik açığını sinyal etmemesi halinde uygulama yürürlükten kaldırılacaktır. Oluşturulan kömür santrali kaynaklı yıllık kapasite rezervleri Şekil 14'te gösterilmektedir (Bundesnetzagentur, 2021).

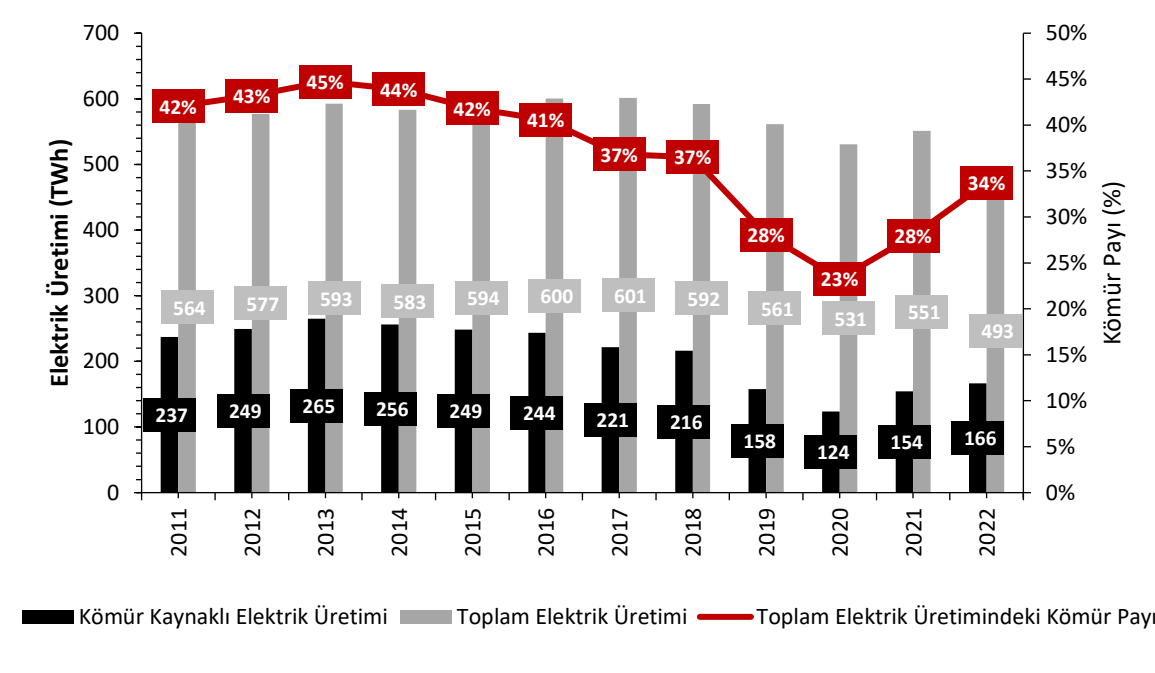


Şekil 14. Almanya Yıllık Kapasite Rezervi

2016 yılında toplam 352 MW, 2017 yılında toplam 915 MW (563 MW'lık yeni kapasite), 2018 yılında toplam 1.974 MW (1.059 MW'lık yeni kapasite) 2019 yılında ise 757 MW'lık linyit kapasitesinin hazırda bekler konuma geçmesi ile toplam 2.731 MW'lık kapasite rezervi oluşturulmuştur. 2020 yılından itibaren kapasite ihalesi sonuçlanan stratejik kapasite rezervlerinin de sisteme girmesi ile toplam kapasite de artış yaşanmıştır. 2016 yılında hazırda bekler konumuna geçen 352 MW kapasiteli Buschhaus D linyit santralinin Ekim 2020 itibarıyla dört yıllık periyodunu da doldurması ve tamamen devreden çıkması sebebiyle 2021 yılında, ihaleler vasıtasıyla oluşturulan yıllık 1.086 MW'lık stratejik kapasite rezervine rağmen toplam kapasite rezervinde düşüş yaşanmıştır. Ekim 2022 itibarıyla devreden çıkması planlanan Niederaußem F, Niederaußem E, Jänschwalde F ile Ekim 2023 itibarıyla devreden çıkması planlanan Jänschwalde E, Neurath C 'nin doğal gaz kullanımını azaltmak ve arz güvenliğinin sağlanması amacıyla 31 Mart 2024 tarihine kadar rezerv tutmalarına devam etmesine karar verilmesi ile 2022 yılında oluşturulan yaklaşık 2,9 GW'lık kapasite (ihaleler ile beraber) Mart 2024 tarihine kadar korunmuştur.

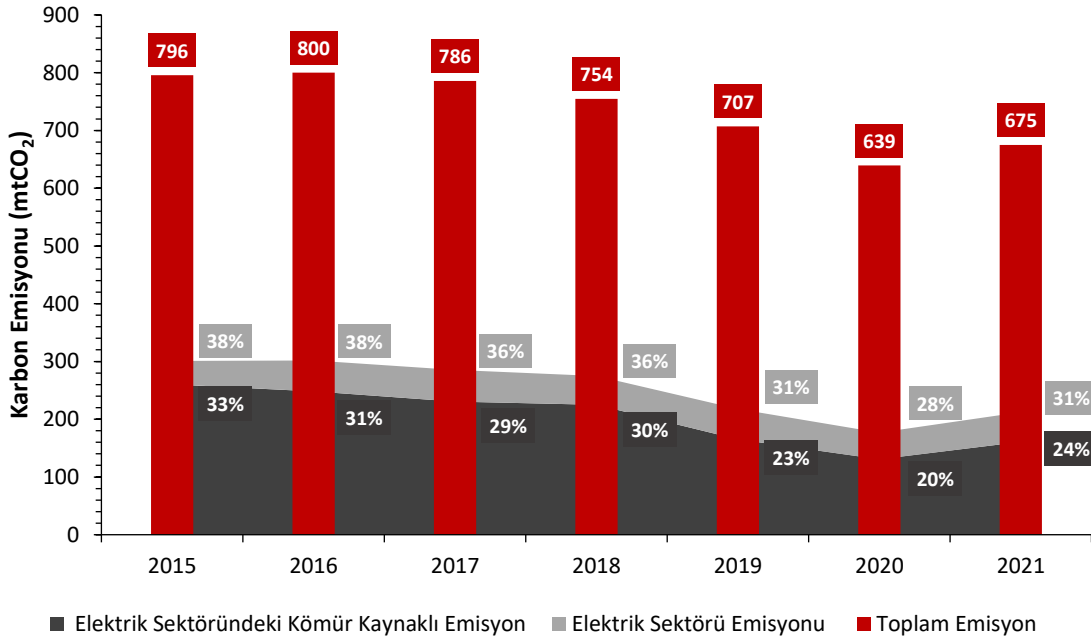
Almanya, 2023 yılı Eylül ayı itibarıyla 18.127 MW'ı taş kömürü, 17.692 MW'ı linyit kömürü olmak üzere toplamda 35.819 MW ile Avrupa'daki en yüksek kömür kurulu gücüne sahip ülke konumundadır (Bundesnetzagentur, 2023). Kömürün toplam elektrik üretimdeki payına bakıldığında ise 2013 yılından bu yana küçük azalışlar gösteren kömür payının 2019 yılında büyük bir azalış göstermesinin sebebi yukarıda

belirtilen linyit santrallerinin bekleme pozisyonuna geçerek, acil durum ve talimatlar dışında elektrik üretimi yapmamasıdır. Ayrıca artan kömür santralleri denetimleri, daha az sayıda kömür santralının işletmeye uygun bulunmasını sağlamıştır ve kömürden elektrik üretimini düşürmüştür. 2020 yılına gelindiğinde pandeminin etkisiyle elektrik üretimi, tüketimi düşmüş yenilenebilir enerji alım garantilerindeki artış ile yenilenebilir enerji kaynaklı üretim artmıştır. Buna ek olarak iki adet linyit santralının bekleme konumuna geçmesi de kömürden elektrik üretiminin düşmesinde etkili olmuştur. 2021 yılında pandemi sonrasında bir endüstriyel toparlanma olsa da toplam elektrik üretimi 2019 seviyesinin altındadır. 2021 yılında ise, 3 Haziran 2020 tarihinde yürürlüğe giren KVVG (Kömür Kaynaklı Elektrik Üretimini Azaltma ve Sona Erdirme Yasası) (Deutscher Bundestag, 2020) kapsamında yapılan santral kapama ihalelerinin devreye girmesine ve CO₂ sertifikası fiyatlarındaki artışa rağmen kömür kaynaklı üretimde bir artış yaşanmıştır. Kömür santralleri, düşük rüzgâr üretimi ve doğal gaz fiyatlarındaki artıştan dolayı doğal gaz kaynaklı elektrik üretimindeki azalışı dengelemek için daha fazla elektrik üretmiş ve toplam üretimdeki payını artırmıştır. 2022 yılında ise Rusya'nın Ukrayna'yı işgali ile rekor fiyatlara ulaşan doğal gaz fiyatları, doğal gaz kaynaklı üretimin azalmasına ve kömür santrallerinin enerji arz güvenliğini sağlamak için daha fazla çalışmasına sebep olmuştur. 2011 yılından itibaren Almanya'daki toplam elektrik üretimi, toplam kömür kaynaklı elektrik üretimi ve kömür kaynaklı elektrik üretiminin toplam elektrik üretimi içerisindeki payı Şekil 15'te belirtilmiştir (Bundesnetzagentur, 2023).



Şekil 15. Almanya Kömür Kaynaklı Elektrik Üretimi ve Toplam Üretimdeki Payı

Almanya'daki karbon emisyonları, kömür kaynaklı elektrik üretimine paralel bir profil çizmektedir. Yukarıda belirtilen sebepler sonucunda artan kömür kaynaklı elektrik üretiminde yaşanan artış ve azalış yıllık karbon emisyonlarına da aynı şekilde yansımıştır. 2018 yılından 2019 yılına geçişte kömür kaynaklı elektrik üretiminde yaşanan %9'luk düşüş; kömür kaynaklı karbon emisyonlarında %7'lik, elektrik sektörü karbon emisyonunda %5'lik ve ülkenin toplam karbon emisyonunda ise %6'lık (47 mtCO₂) bir azalışa sebep olmuştur. 2020 yılından 2021 yılına geçişte ise kömür kaynaklı elektrik üretimindeki %5'lik artış, kömür kaynaklı karbon emisyonlarında %4'lük, elektrik sektörü kaynaklı karbon emisyonlarında %3'lük, toplam karbon emisyonunda ise %6'lık (36 mtCO₂) bir artışa sebep olmuştur. 2015 yılından itibaren Almanya'nın toplam emisyonu, toplam elektrik sektörü kaynaklı emisyon ve bu emisyon içerisindeki kömür kaynaklı elektrik üretiminin emisyonu Şekil 16'da gösterilmiştir (Our World in Data, 2023), (Bundesnetzagentur, 2021).



Şekil 16. Almanya Kömür Kaynaklı Elektrik Üretimi, Elektrik Sektörü ve Toplam Karbon Emisyonu

5.2. İngiltere

Kapasite Piyasası, İngiltere Enerji ve İklim Değişikliği Bakanlığı tarafından yayımlanan İngiltere'de elektrik piyasasına dair daha birçok önlemi kapsayan "Elektrik Piyasası Reform Paketi" altında, ülkedeki elektrik arz güvenliğini sağlamak amacıyla 19 Aralık 2013 tarihinde gündeme gelmiştir. Bu konunun gündeme gelmesindeki en büyük gerekçeler ise ülkenin artan elektrik talebinin karşılanması ve nispeten eski enerji

santrallerinin yenileriyle değiştirilmesine olanak sağlayacak yeni yatırım altyapısının oluşturulması olarak gösterilmiştir. Reform paketi kapsamında kapasite uygulamasına yönelik yönetmelik 2014 yılından itibaren yürürlüğe girmiştir (The Electricity Capacity Regulations, 2014). Bu yapıdaki otoriteler ve görevleri Tablo 5 altında belirtilmektedir.

Tablo 5. Kapasite Piyasasındaki Otoriteler ve Görevleri

Enerji ve İklim Değişikliği Bakanlığı (DECC)	Ulusal Elektrik İletim Şebekesi (NGET)	Elektrik ve Doğal Gaz Piyasası İşletmecisi (OFGEM)
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Dağıtılacak kapasiteyi ve ihale parametrelerini belirler. ▪ Regülasyonda yapılacak değişiklikleri kontrol eder. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ön değerlendirme ve ihale süreçlerini yönetir. ▪ Anlaşmaları ve kapasite kayıtlarını işler. ▪ Ön değerlendirme sürecinde yapılan Seviye-1 itirazlarını değerlendirir. ▪ Dağıtım yapılacak kapasite miktarı konusunda fikir verir. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kapasite Piyasası'nı gözetler, yıllık bazda değerlendirme raporları oluşturur, kapasite teslimatı sorumlusunun performansını denetler. ▪ Kuralların ve regülasyonların uygulanmasından sorumludur, adil rekabet yasasını uygular. ▪ Ön değerlendirme sürecindeki Seviye-2 itirazlarını değerlendirir.

Reform paketinde ülkenin arz güvenliğini sağlarken düşük emisyonlu üretim tesislerine geçişi sağlayacak şekilde tasarlanan dört farklı mekanizma yer almıştır:

- Kapasite Piyasası: Mevcut enerji santrallerine ilave olarak yeni yatırımlar, elektrik depolama tesisleri ve talep azaltma hizmeti veren katılımcılar diğer bir deyişle tüm kapasite sağlayıcıları için tasarlanmıştır. Kapasite piyasasındaki kapsamında kapasite kazanmak isteyen kapasite sağlayıcılar, rekabetçi bir ihale sürecine katılarak fiyat seviyesini belirlemektedir. Kapasite ödemesi almaya hak kazanan kapasite sağlayıcısı sistemde sıkışıklık olduğu durumlarda bu ihtiyacı karşılayacak şekilde elektrik sağlamakla/azaltmakla yükümlü olmaktadır. Bu ihtiyacın karşılanmadığı durumlarda kapasite sağlayıcıları cezalandırılmaktadırlar.

- Fark Kontratları (Contracts for Difference): Yenilenebilir enerji santrallerine sağlanan bir teşvik mekanizması olarak ortaya çıkmaktadır. Bu mekanizma ile ülkenin düşük emisyonlu üretime geçiş sürecinde, değişken elektrik fiyatlarının yenilenebilir enerji santralleri üzerindeki etkisini azaltmak ve bu santrallere uzun dönemli gelir öngörüsü sağlamak amaçlanmaktadır. Bu yapıda bir teknoloji tipi için ve santralin yatırım bedelini yansıtan bir işlem fiyatı belirlenmektedir. Mekanizma kapsamında yer alan santraller, piyasaya elektrik satışını gerçekleştirmekte ve piyasa fiyatının, işlem fiyatından daha düşük olması durumunda, aradaki fark üreticilere ödenmektedir. Tam tersi durumun oluşması durumunda ise santraller aradaki farkı ödemekle yükümlüdürler.
- Emisyon Performans Standardı: Emisyon değerlerini azaltmaya yönelik adımlardan biri olarak değerlendirilen yapıda enerji santrallerine kWh başına 450g CO₂ üst limiti getirilmekte ve karbon yakalama ve depolama sistemi bulunmayan kömür santrallerinin engellenmektedir.
- Karbon Fiyatı Desteği: Düşük karbon üretimini teşvik etmek amacıyla karbon emisyonu yaratan enerji santrallerine uygulanan ilave bedeli düzenleyen bir uygulamadır.

İngiltere’de uygulanan kapasite piyasasında kapasite sağlayıcı üniteler sınıflandırılmakta ve bu ünitelerin sınıflarına göre katılım seçenekleri belirlenmektedir. Bu yapı mevcut ve yeni elektrik santrallerine, elektrik depolama santrallerine ve talep tarafı katılımı hizmeti sunacak katılımcılara gelecekteki yatırımlarını temellendirebilecekleri düzenli ve öngörülebilir bir gelir akışı sunmaktadır. Özellikle yeni enerji santrali yatırımları için uzun dönemli bir gelir öngörüsü yaratan piyasa yapısı sayesinde arz güvenliği konusunda duyulan ihtiyaç karşılanabilmektedir.

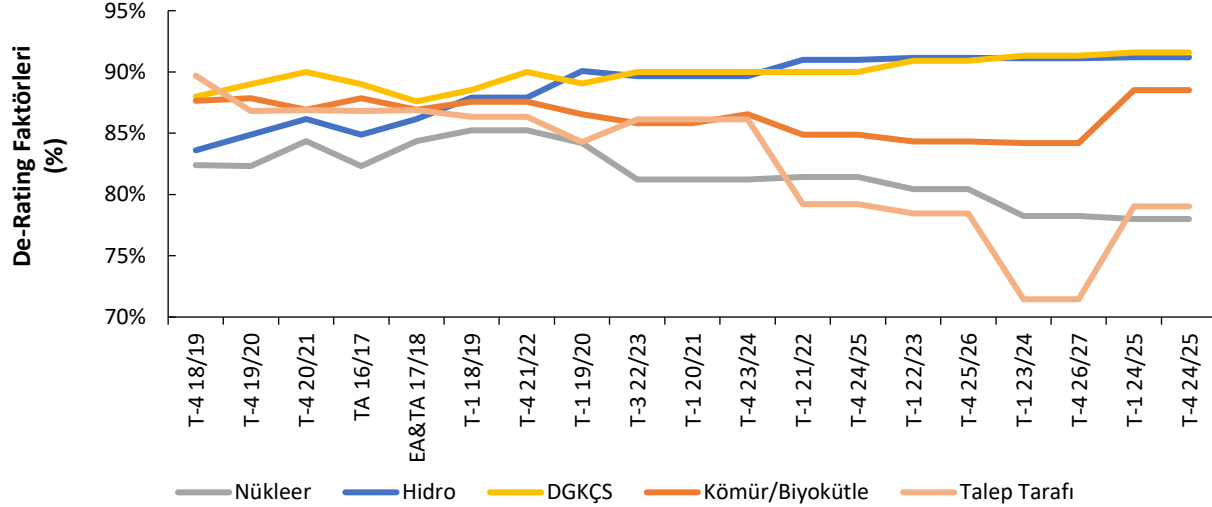
Kapasite piyasası altındaki kapasite sağlayıcıları regülasyon ve yasalarda kapasite sağlayıcı ünite (CMU (Capacity Market Unit)) olarak refere edilmektedir. Bu ünite bir elektrik üreticisi veya talep tarafı katılımı (Demand Side Response) ile tüketim düşürücü bir kapasite sağlayıcısı olabilmektedir.

Kapasite sağlayıcıları ön değerlendirmeleri geçmek ve bu ihalelere katılmak için belirli yükümlülükleri sağlamak zorundadırlar. Bu kapsamdaki ön değerlendirme sürecini NGET (Ulusal İletim Şebekesi) yürütmektedir. İhale tarihinden 22 hafta önce ön değerlendirme başvuru süreci başlamaktadır. NGET bu tarihten önce ön değerlendirmelere dair kriterleri yayımlamaktadır. Bu ön değerlendirme kriterlerinde yer alan en önemli parametrelerden birisi, NGET tarafından her takvim yılı için üretim tarafı ve talep tarafı ünitelerine, katılımcıların teknolojik seviyelerini dikkate alarak hesapladığı “De-rating Factor”dür. Bu faktör her teslimat yılına dair hem üretici tarafı (her teknoloji için ayrı olarak) hem de talep tarafı için

belirlenmektedir. Kapasite ihalelerine katılan veya ikinci elden bir kapasite anlaşması ticareti vasıtasıyla kapasite zorunluluğu tutan katılımcılar için, ihalenin yapıldığı yıl içinde kullanılacak de-rating faktörleri ihalelere ilişkin kılavuzlarda yayımlanmaktadır. Bu de-rating faktörü ilgili katılımcının bağlantı kapasitesi ile çarpılmakta ve ihalelerde kazanabileceği kapasiteyi belirlemektedir.

Üretim tarafı için De-Rating faktörü, ilgili teknolojiye ait ağırlıklı ortalamalı uygunluk "TWAA" (The Technology Class Weighted Average Availability) iken talep tarafı için dengeleme ve uzlaştırma yasasında yer almayan dengeleme servislerinin ağırlıklı ortalamalı uygunluk değeridir (The Average Availability of Non-BSC Balancing Services). Ek olarak, de-rating faktörü, İngiltere'nin sınır ötesi elektrik ticaretindeki enterkonneksiyon kapasitesine ve depolama teknolojilerine de uygulanmaktadır. İngiltere'nin Avrupa Komisyonu ile Kapasite Mekanizması kapsamındaki devlet yardımı görüşmesinin bir parçası olarak, enterkonneksiyon kapasitesi 2019/2020 ihalelerinden itibaren kapasite ihalelerine dahil edilmiştir.

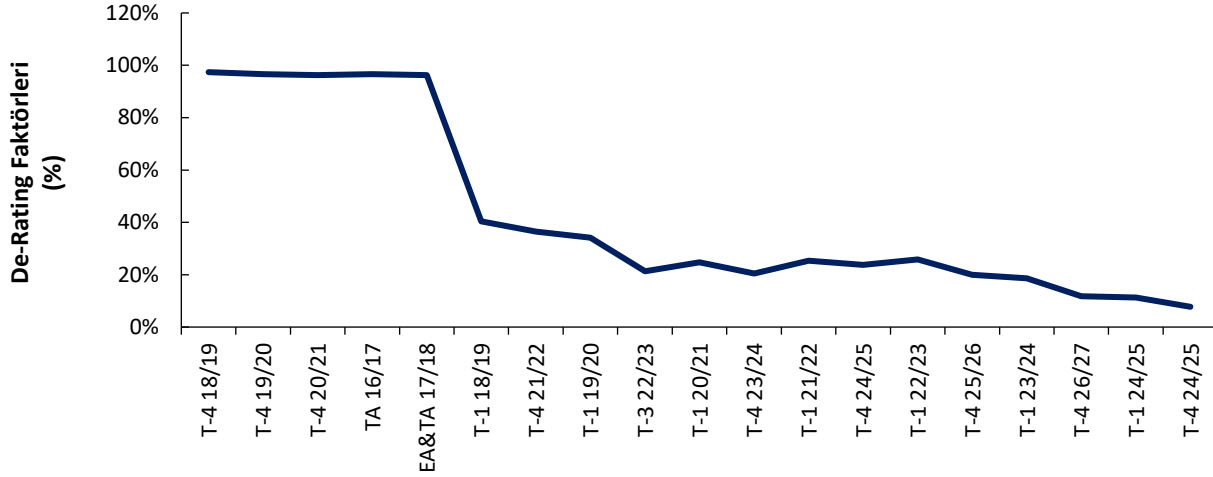
2014 yılından itibaren gerçekleştiren ihalelerdeki nükleer, hidroelektrik, doğal gaz kombine çevrim santrali, kömür/biyokütle ve talep tarafı için belirlenen de-rating faktörleri Şekil 17'de belirtilmektedir (Electricity Capacity Report, 2022).



Şekil 17. 2014-2022 Yılı Kapasite Mekanizması İhalelerinde Teknoloji Bazlı De-Rating Faktörleri

Şekil 17'de gösterilen hidro de-rating faktörleri, depolamaya bitişik olan hidroelektrik santrallerini kapsamamaktadır. Depolamaya entegre olan hidroelektrik santralleri depolama kapsamında uygulanan de-rating faktörlerine tabi olmaktadır. 2014 ile 2017 yılları arasında tüm depolama teknolojilerine aynı de-rating faktörü uygulanırken, 2017 yılından itibaren depolama süresi bazlı bir de-rating faktörü

uygulanmaya başlanmıştır. De-rating değerleri depolama süresi minimum 0,5 saat ile maksimum 9,5 saati aşmak üzere (2022 yılı itibarıyla) her yarım saatlik depolama farkı için ayrı ayrı belirlenmiştir. Depolama kapasitesi yükseldikçe de-rating faktör yükselmektedir. Batarya ve depolama teknolojilerine uygulanan de-rating faktörlerine ise Şekil 18’de yer verilmektedir⁹ (Electricity Capacity Report, 2022).



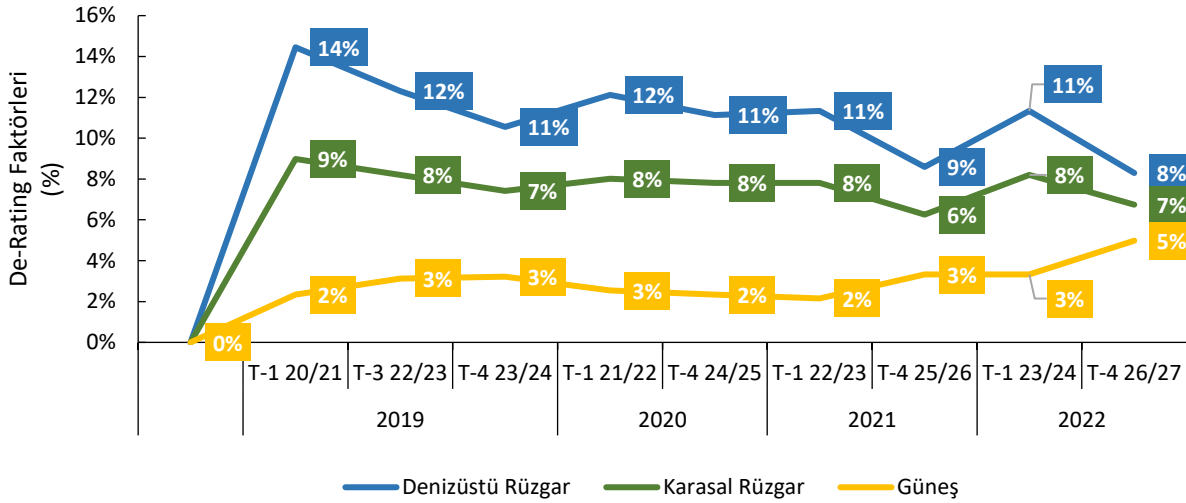
Şekil 18. 2014-2022 Yılı Kapasite Mekanizması İhalelerinde Batarya ve Depolama De-Rating Faktörleri

Ulusal Şebeke İşletmecisi, yenilenebilir enerji kaynaklarına dair de-rating faktörlerini tanıtarak yenilenebilir enerji kaynaklarının kapasite piyasasına nasıl dahil olabileceklerine dair çalışmayı 2019 yılında gerçekleştirmiştir. Ulusal Şebeke İşletmecisi bu faktörleri belirlerken baz aldığı kriterlerden biri “Equivalent Firm Capacity” (EFC)’dir. EFC’nin tanımı, bir kaynağın sistemdeki risk seviyesini değiştirmeden sağlayabileceği güvenilir ve kesin kapasite miktarıdır. Doğal olarak üretimlerinde değişkenliği çok olan kaynaklar daha az güvenilir oldukları için EFC’leri daha düşük olmaktadır. Ulusal Şebeke İşletmecisi’nin baz aldığı bir diğer kriter ise “Power Curves” yani güç eğrileridir. Ulusal Şebeke İşletmecisi bu eğrileri, doğal kaynakların uzun dönemdeki ortalama üretimlerini hesaplamak için kullanmakta ve bu bağlamda arz güvenliğine olan potansiyel katkılarını değerlendirmektedir. Bu güç eğrileri yıllık olarak güncellenmekte ve yıllık olarak açıklanan de-rating faktörlerinde farklılığa sebep olmaktadır.

Yenilenebilir enerji kaynaklı De-Rating faktörleri %1 ile %15 arasında değişkenlik göstermektedir. Yenilenebilir enerji kaynakları, özellikle güneş enerjisi, enerji sisteminin ihtiyaç anındaki yanıt verebilme potansiyeline çok marjinal bir ölçüde katkı verebilmektedir. Güneş enerjisi için ilerideki teslimat yıllarına

⁹ Gösterilen değerler 2017 yılına kadar tüm depolama teknolojileri (depolamaya bitişik hidroelektrik santralleri dahil) göstermektedir. 2017 sonrasındaki değerler ise 1 saatlik depolama kapasitesine sahip olan bataryalar içindir.

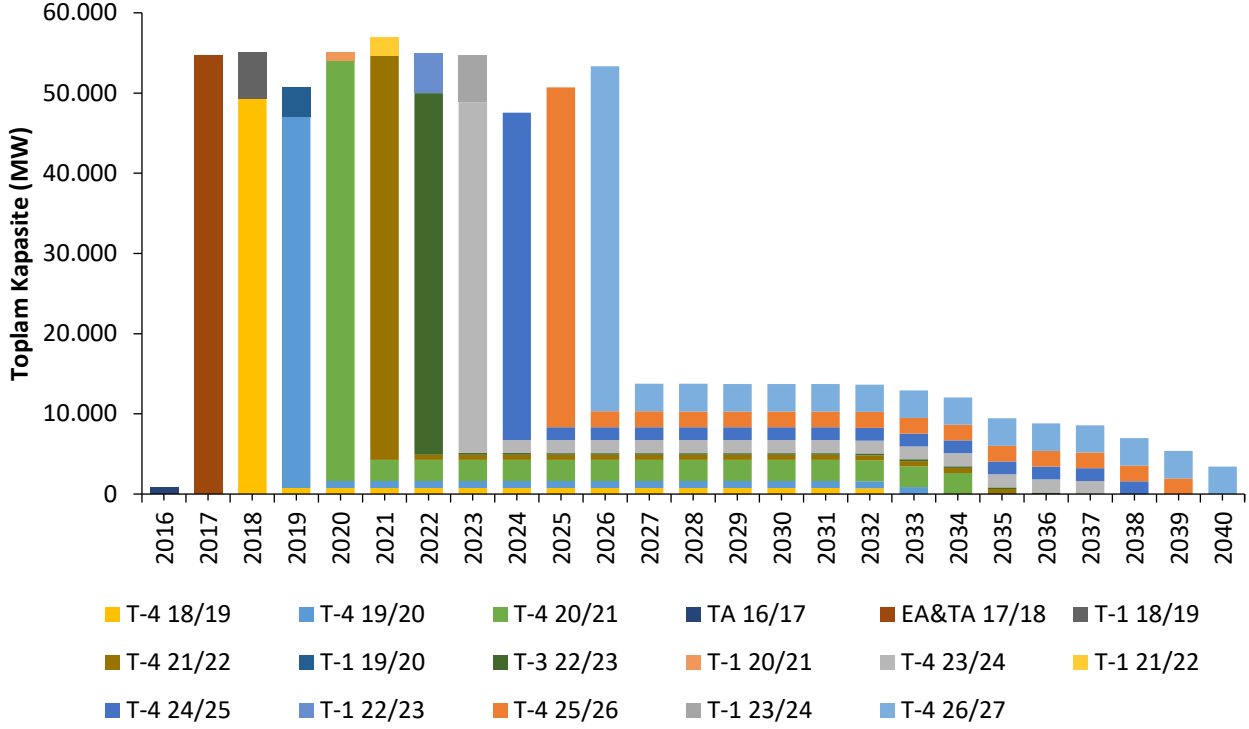
dair belirlenen %1,17 ile %1,76 arasında değişen de-rating faktörleri, güneş enerjisinin ihtiyaç anında sisteme katkısının çok az olduğunu ve gün ışığı saatleri dışında ihmal edilebilir olduğunu göstermektedir. Güneş enerjisinin sisteme katkısı, ürettikleri elektriğin bataryalarda depolanması ve sistemin gereklilik anında bu elektriği kullanabilmesi ile sınırlı kalmaktadır. Karasal ve deniz üstü rüzgâr enerjilerinin ise sisteme daha büyük bir katkısı olmaktadır ve belirlenen de-rating faktörleri %8,2 ve %14,6 arasında değişmektedir. Karasal ve deniz üstü rüzgâr enerjisinin üretim miktarları ve paternlerindeki farklılıklar göz önünde bulundurulmuş ve her ikisi için ayrı bir de-rating faktörü belirlenmiştir. Ulusal Şebeke İşletmecisi, tüm güneş enerjisi için ayırım yapmadan tek bir güç eğrisini baz almıştır. Yenilenebilir enerjiye dair belirlenen de-rating faktörleri Şekil 19'da gösterilmektedir (Electricity Capacity Report, 2022).



Şekil 19. 2019-2022 Yılı Kapasite Mekanizması İhalelerinde Yenilenebilir Enerji Kaynakları De-Rating Faktörleri

İhaleler T-1, T-3, T-4 olarak kategorileştirilmiştir. 2016 yılında "TA" (Transitional Auction) adında geçiş dönemi olarak adlandırılan bir ihale ve 2017 yılında yine bir geçiş dönemi ihalesi ile bir "EA" (Early Auction) altında erken teslimat dönemli ihale yapılmıştır. İhale kategorilerindeki "T" teslimat dönemini belirten rakamlar ise teslimat dönemine olan uzaklığı belirtmektedir. **Örnek olarak, T-4 18/19 ifadesi 2018/2019 dönemi teslimatı olan, 2014 yılında yapılan bir ihaleyi temsil etmektedir.** İhaleyi kazanan santraller, kapasite anlaşmalarındaki kontrat süresine bağlı olarak, teslimat yılından sonrası için de kapasite sağlamaya devam edebilme hakkına sahip olabilmektedirler. Bu kapsamdaki ilk kapasite ihalesi, Aralık 2014 yılında T-4 olarak gerçekleştirilmiş ve 2018/2019 dönemi için £19,40 kWh/yıl (clearing price) fiyatından toplamda 49,3 GW'lık bir kapasite dağıtımı yapılmıştır (National Grid, 2014). 2014 yılını takiben, hedeflenen teslimat yıllarında oluşturulan kapasite miktarı Şekil 20'de, ihalelerdeki toplam kapasite

içerisindeki kömür kapasitesi Şekil 21’de ve kapasite mekanizmasının toplam maliyeti ve kapasite mekanizması içerisindeki kömür kapasitesinin maliyeti Şekil 22’de gösterilmektedir (National Grid, 2023).

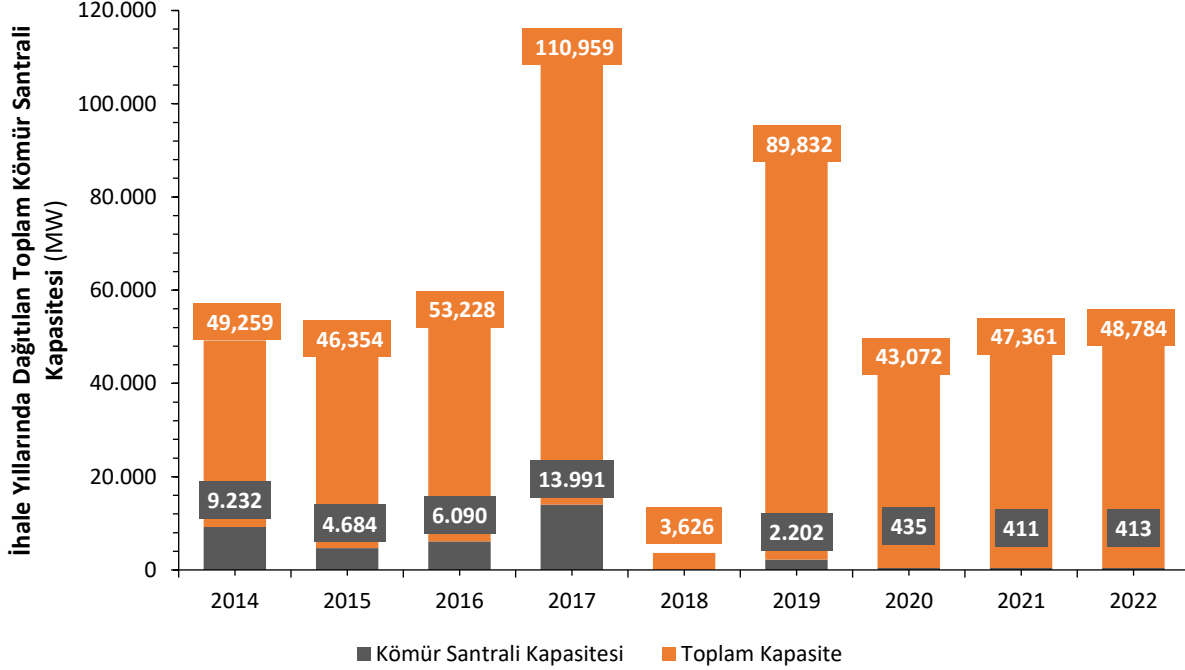


Şekil 20. İngiltere İhaleler ve Teslimat Yıllarında İhale Edilen Toplam Kapasite

2019 yılında Kapasite Mekanizması kurallarında yapılan değişiklik ile, yenilenebilir enerji kaynaklarının da kapasite ihalelerine katılmasının önü açılmıştır (Department for Energy Security and Net Zero and Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2019). Herhangi bir alım garantisi olmayan, teşvik almayan veya fark kontratına tabi olmayan yeni kurulan yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı santraller, devletin sağladığı düşük karbon emisyonu desteğinden yararlanabilecek ve kapasite ihalelerine katılabileceklerdir. İlk olarak T-4 23/24 ve T-3 22/23 ihalelerine katılan yenilenebilir enerji santrallerinden, karasal rüzgâr enerji santralleri T-4 23/34 ihalesinde 10,5 MW’lık, T-3 22/23 ihalesinde ise 14,5 MW’lık kapasite kazanırken, güneş enerji santralleri hiç kapasite alamamıştır (Ofgem, 2020).

İhalelerde dağıtılan kömür santralleri kapasitelerine bakıldığında ise, mekanizmanın devreye girdiği tarihten itibaren kömür santrallerinin payında ufak artışlar yaşandığı görülmektedir. Şekil 21’den de görüleceği üzere 2017 yılını takip eden süreçte kömür kaynaklı kapasite dağıtımını sert bir düşüş yaşamıştır. 2017 yılında 14 GW’lık kömür kaynaklı kömür kapasitesi tahsisatını takiben en son yapılan 2022 tarihli

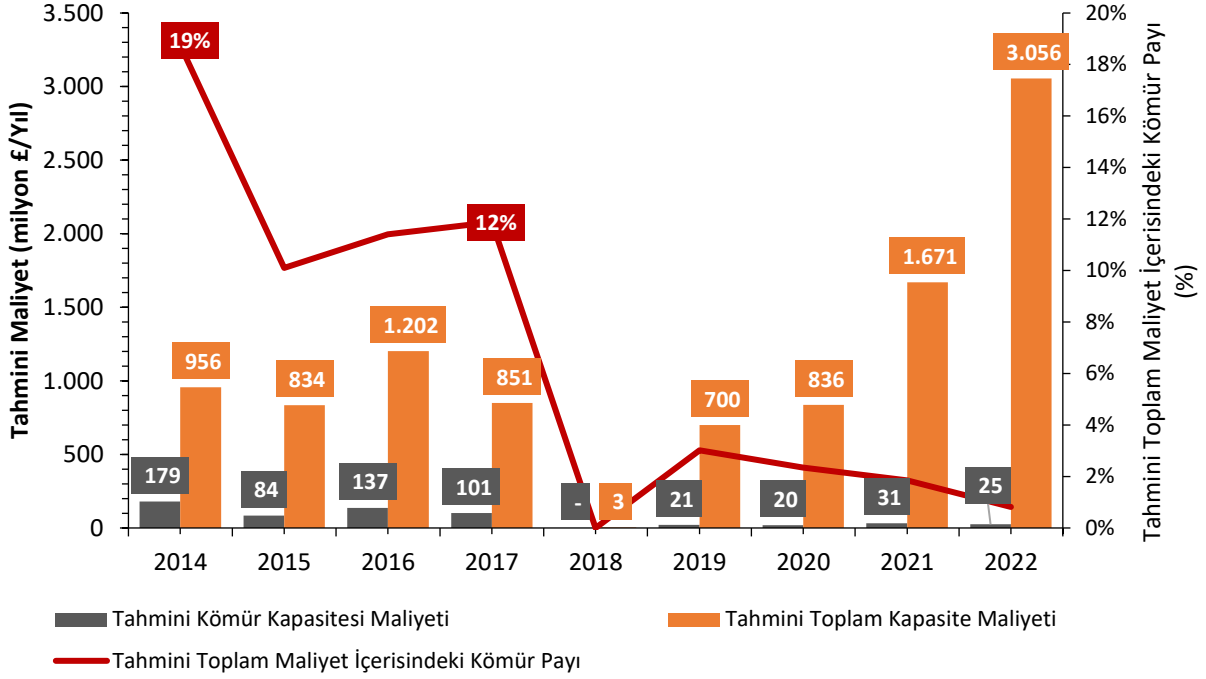
ihalelerde kömür kaynaklı kapasite dağıtımını toplamda 413 MW seviyesinde oluşturmuştur. 2014 yılından beri yapılan ihalelerde toplamda 37,5 GW'lık kömür kaynaklı kapasite tahsis yapılmıştır (National Grid, 2023).



Şekil 21. İngiltere İhalelerinde Dağıtılan Toplam Kapasite ve Kömür Santrali Kapasitesi¹⁰

Yapılan kapasite dağıtımlarının finansal boyutu incelendiğinde ise, ilk kapasite tahsisatında toplam kapasite maliyetinin %20'sine sahip olan kömür santrallerin, 2022 yılında toplam maliyetin %1'lik bir kısmını oluşturduğu görülmektedir. Uygulamanın başladığı tarihten 2022 yılına kadar kapasite ihalelerinin tahmini toplam maliyeti 10,1 milyar Sterlin'e, kömür santralleri kapasitesinin tahmini toplam maliyeti ise 598 milyon Sterlin seviyesine ulaşmıştır. İhalelerdeki kapasitenin ve kömür kaynaklı kapasitenin tahmini toplam maliyeti Şekil 22'de gösterilmiştir (National Grid, 2023).

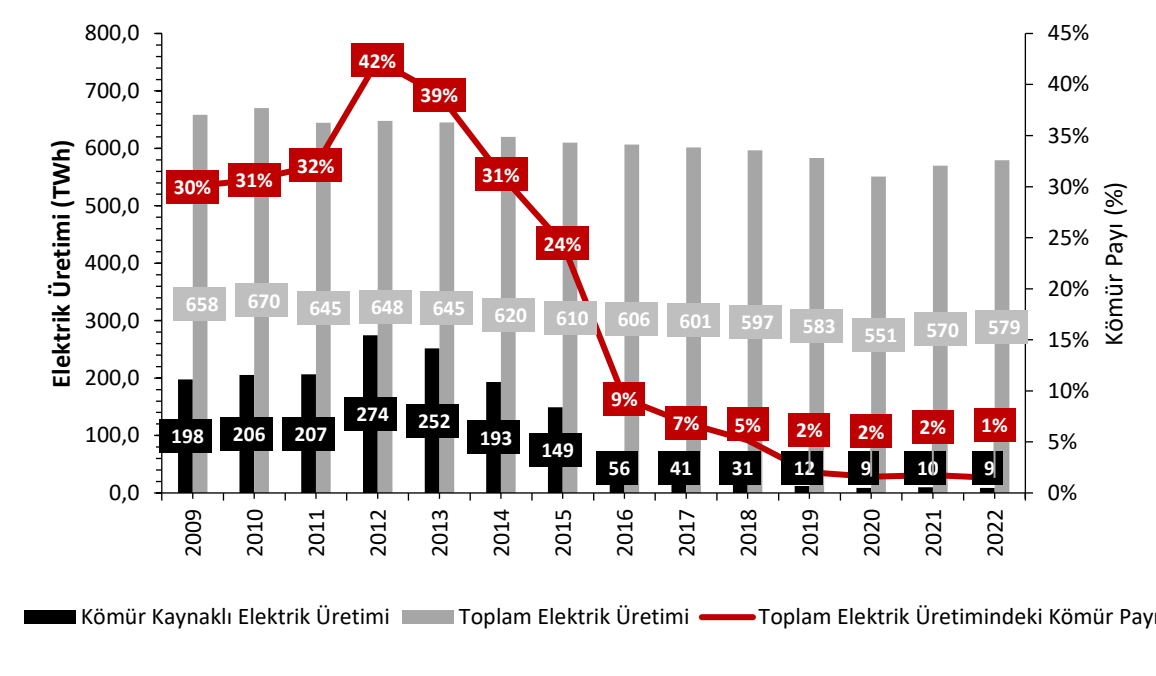
¹⁰ 2018 yılında yapılması planlanan T-4 ihalesi ertelenmiş ve 2019 yılında T-3 olarak gerçekleştirilmiştir.



Şekil 22. İngiltere İhalelerin Tahmini Toplam Maliyeti

İngiltere’deki kömür kaynaklı elektrik üretimi incelendiğinde, 2012 yılından itibaren kömür kaynaklı elektrik üretiminin payının hızla azaldığı gözlemlenmektedir. 2012 ve 2013 yıllarında ise doğal gaz fiyatlarındaki artış, doğal gaz santrallerinin çalışmamasına veya minimal düzeyde çalışmasına ve arz yükünün kömür santralleri tarafından karşılanmasına sebep olmuştur. 2012 yılından günümüze gelen süreçte ise İngiltere’nin yenilenebilir kapasitesindeki hızlı artış, kömür kaynaklı elektrik üretiminin azalmasında önemli bir rol oynamıştır. 2002 yılında yürürlüğe giren Yenilenebilir Zorunluluğu (“RO” The Renewable Obligation) İngiltere ve Galler’deki tüm lisanslı elektrik üreticilerinin, ürettikleri elektriğin her yıl belirli bir kısmını yenilenebilir enerji kaynağından temin etmelerini zorunlu kılmıştır. Ofgem, akredite edilmiş yenilenebilir enerji üreticilerine ürettikleri yenilenebilir enerji hacminde bir Yenilenebilir Zorunluluğu Sertifikası (“ROC” Renewable Obligation Certificate) temin etmektedir. Bu sertifikanın ticaretinin mümkün olması ve yenilenebilir enerji kaynağı dışındaki elektrik üreticilerinin zorunluluk kapsamında bu belgeye olan talebi, yenilenebilir enerji kaynakları için bir gelir kapısı oluşturmuştur. Bu uygulama ile büyük çaplı rüzgâr ve güneş enerjisi projelerinin gelişmesinin önü açılmıştır. Mevcutta elektrik üretimi yapan birçok büyük çaplı yenilenebilir enerji santrali bu uygulamanın desteği altında bulunmaktadır. Uygulama Mart 2017 itibarıyla sonlandırılmış olup yeni kapasiteler bu uygulama kapsamına girememektedir. Güneş enerjisindeki artışta ise 2010 yılında tanıtılan alım garantilerinin önemli bir rolü olmuştur. 2000 yılında İngiltere’nin kurulu gücü

içerisindeki payı %38 olan kömür santrallerinin payı 2020 yılında %6 seviyesine düşmüş, 2000 yılında payı %7 olan yenilenebilir enerji kaynaklarının payı 2020 yılında %50 seviyesine çıkmıştır (Department for Energy Security & Net Zero, 2023). 2017 yılından itibaren RO uygulamasının sona ermesi, alım garantilerindeki güncellemeler ile yeni küçük çaplı projelerin sayısının azalması, ülkenin yenilenebilir kurulu gücündeki artış hızını azaltmıştır. Ek olarak büyük kapasiteli kömür santrallerinin bir kısmının kapanması, bir kısmının ise biyogaz santrallerine çevrilmesi ülkedeki kömür santrali kurulu gücünde önemli bir azalışa yol açmış ve kömür kaynaklı elektrik üretiminin de azalmasına sebep olmuştur. İngiltere'deki toplam elektrik üretimi ve bu elektrik üretimi içerisindeki kömür kaynaklı elektrik üretim payı Şekil 23'te gösterilmiştir (National Grid Data Portal, 2023).



Şekil 23. İngiltere Kömür Kaynaklı Elektrik Üretimi ve Toplam Üretimdeki Payı

5.3. İspanya

İspanya'da 1997 itibarıyla başlayan serbestleşme adımlarıyla, daha önceden benimsenen merkeziyetçi planlama yaklaşımını bırakmaya yönelik aksiyonlar alınmıştır. Serbestleşme öncesi dönemde oluşan ihtiyaç fazlası kapasite sistemde yerini almış ve o dönemde sistemin verimsiz işletilmesi sonucunu beraberinde getirmiştir. Serbestleşmeye geçişle beraber, "garantia de potencia" (güç garantisi) adı altında konvansiyonel elektrik üreticilerine kapasite ödemeleri sistemde yerini almıştır. İspanya'da ilk kez 1997'de

oluşturulan kapasite mekanizması uygulamasına 2007 yılında güncelleme gelmiş ve yeni kapasite ödeme fiyatları belirlenmiştir. 2007 yılında üreticiler için iki temel ödenek açıklanmıştır (IEEFA, 2016):

1. Emre Amadelik Sübvansiyonu: Hidroelektrik, doğal gaz, kömür ve akaryakıt santrallerinden oluşan toplam 50GW'lık kapasite için santrallerin üretim yapmasından bağımsız olarak ödemeler yapılmıştır. 2011 yılında bu miktarı kömür için 4.700 €/MW, hidroelektrik için 1.200 €/MW olarak belirlenmiştir.
2. Yatırım Sübvansiyonu: 1997 sonrası inşa edilen kombine çevrim enerji santrallerine (kömür dahil) yönelik 28.000 €/MW'a varan ödenekler sunulmuştur (2012 yılında istisnai olarak bu değer 23.400 €/MW'a çekilmiştir ve yalnızca yatırım sübvansiyonu altında kapasite ödemesi alan santrallere uygulanmıştır.). Sağlanan yatırım ödeneği 2013 yılında düşürülerek yıllık 10.000€/MW olarak belirlenirken ödemenin yapılacağı zaman dilimi 10 seneden 20 seneye çıkarılmıştır. Bunun en temel sebebi o dönem yaşanan ekonomik krizin elektrik talebini azaltması olmuştur. Yatırım sübvansiyonu alan santrallerin aynı zamanda emre amadelik sübvansiyonunu almalarının önüne bir engel konulmamıştır.

2011 - 2015 yılları arasında bu ödeneklerin toplamı 2,9 milyar €'yu bulmuştur. 2013 yılında yürürlüğe giren Energy Sector Act (ESA 2013) ile bu ödeneklerin bazıları azaltılırken bazıları tamamen kaldırılmıştır (Hancher, 2022).

2018 yılında çoğunlukla termik santrallerin yararlandığı 'kullanılabilirlik hizmeti' adı altındaki kapasite ödemeleri TEC/1366/2018 Bakanlık Kararı ile sonlandırılmıştır. Bakanlık bu kararını oluşturulan temiz enerji paketine ve Paris İklim Antlaşması'nda verilen taahhütlere dayandırmıştır. Bu ödemelerin kaldırılması yüksek yatırım maliyetlerine sahip termik santrallerin finansal zorluklar yaşamalarına neden olmuştur. **2018** yılında bir diğer kapasite ödemesi çeşidi olan yatırım sübvansiyonu da yürürlükten kaldırılmıştır. Ancak 2016 yılı öncesi yapımına başlanmış ve anlaşmaları gerçekleştirilmiş olan bazı santrallerin yatırım sübvansiyonu altında aldıkları kapasite ödemelerinin taksileri devam etmektedir (ACER, 2021).

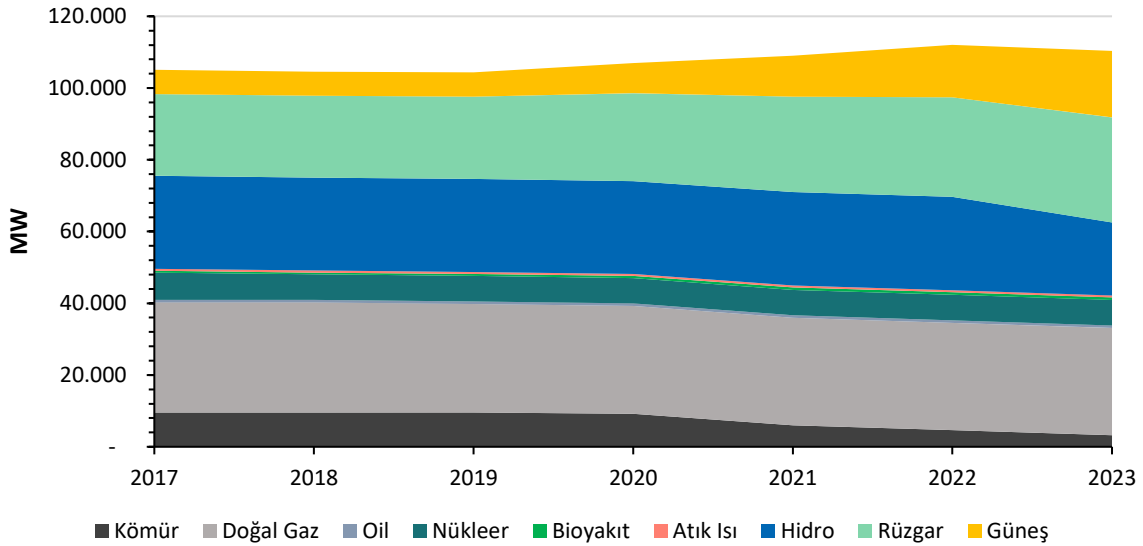
Tüm bunlara ek olarak, Avrupa Parlamentosu **2019** yılında getirdiği yönetmelikle CO₂ salımıyla ilişkili olarak kapasite ödemelerine limit getirmiştir (ACER, 2021). Buna göre;

- *4 Temmuz 2019 itibarıyla, bu tarihte ve sonrasında üretime başlamış fosil yakıtla üretim yapan santraller, 1 kWh elektrik üretimi için 550 gramdan fazla CO₂ salımı yaparlarsa kapasite mekanizması adı altında hiçbir taahhüt ve ödeme alamayacaklardır.*

- 1 Temmuz 2025 itibarıyla, 4 Temmuz 2019'dan önce üretime başlamış fosil yakıtla üretim yapan santraller, 1 kWh elektrik üretimi için 550 gramdan fazla CO₂ salımı yaparlarsa ve 1kWe kapasite başına yıllık ortalama 350 kg CO₂ salımı yaparlarsa kapasite mekanizması adı altında hiçbir taahhüt ve ödeme alamayacaklardır.

İspanyol hükümeti şebekede esnekliğin sağlanamayacağı endişesiyle doğal gaz santrallerini kapsayan yeni bir kapasite mekanizması değerlendirmesinde bulunmuştur. Eylül 2020'de konuyla ilgili bir kamuoyu müzakeresi başlatılmış, ancak bir kapasite mekanizmasının gerekli olup olmadığına ilişkin nihai bir karar alınmamıştır (IEA, 2021).

İspanya'da arz güvenliği konusundaki temel sorun iletim kapasitesinin yetersizliğidir. Mevcut durumda İspanya, hem üretim kapasitesine ilişkin arz güvenliği hem esneklik konusunda kaynak yeterliliği açısından bir problem yaşamamaktadır. 2017 yılından günümüze İspanya'nın kaynak bazında kurulu gücü Şekil 24'te gösterilmektedir.

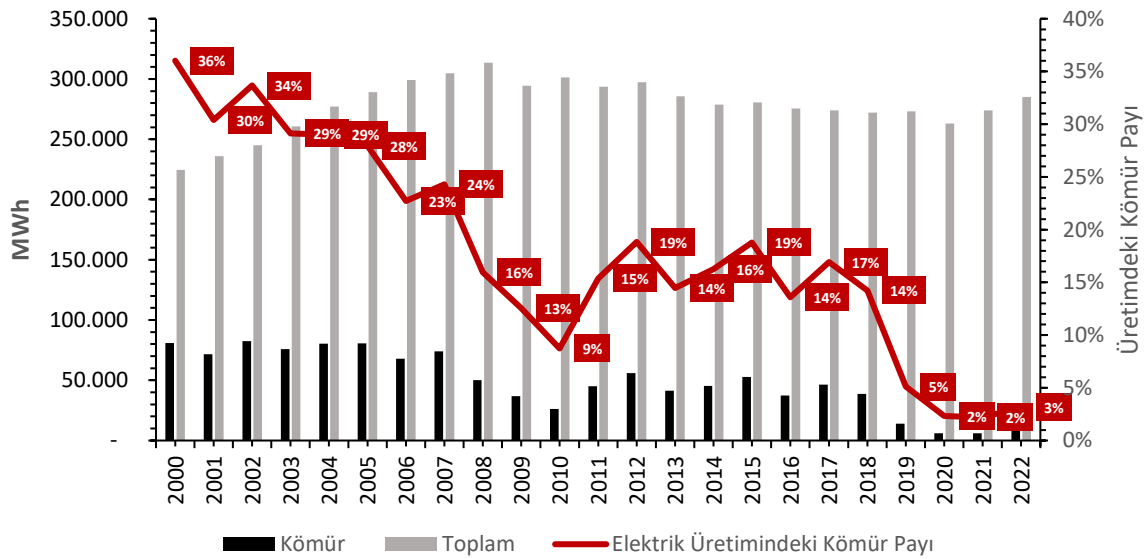


Şekil 24. İspanya Kurulu Güç Dağılımı

İspanya'da rüzgâr ve güneş gibi yenilenebilir enerji kaynaklarının kurulu güçleri artarken, özellikle kömür kurulu gücünde ciddi bir düşüş yaşanmıştır. 2020 yılında 9.214 MW olan kurulu güç 2023 yılında %65'lik bir azalış göstererek 3.223 MW seviyesine gerilemiştir (ENTSO, 2023). 2023 Ağustos ayında, Galiçya'nın As Pontes kentinde bulunan 1.468 MW'lık ülkenin en büyük kömür santralinin Ağustos 2024'e kadar kapatılacağı İspanya Çevresel Dönüşüm Bakanlığı tarafından doğrulanmıştır. İspanya sürdürülebilirlik

hedefleri doğrultusunda 2030 olarak belirlediği kömürden çıkış hedefini 5 yıl erken bitirme çabası içindedir (Spain is our green country of the month, 2023).

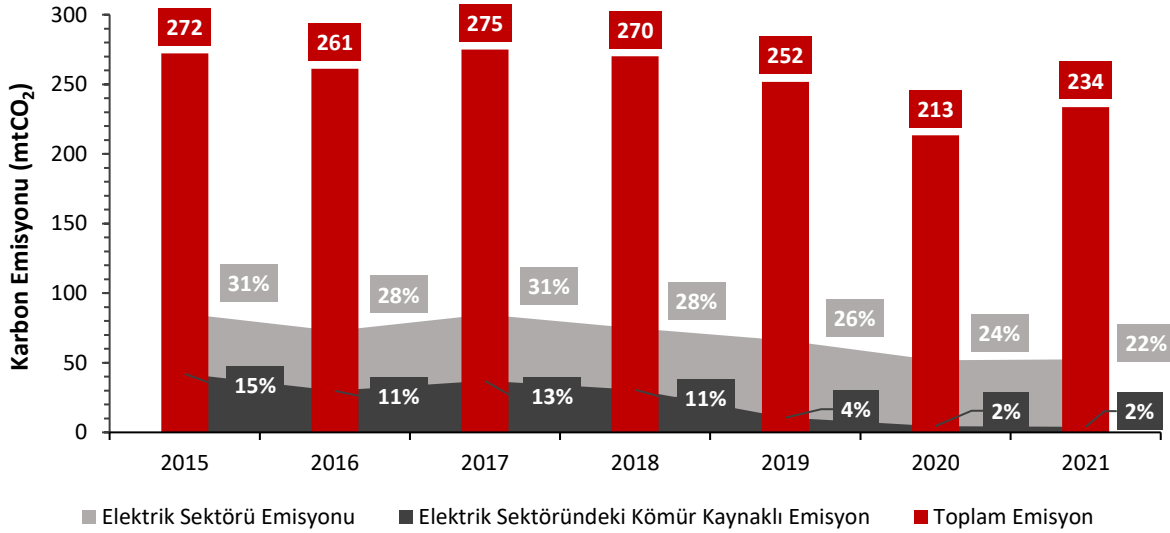
İspanya'nın elektrik üretimindeki kömür kullanımı yıllar içinde azalış göstermiştir. 2021 yılında son 20 yılın en düşük değerini olan 6.013 GWh'e kadar gerilemiştir. 2022 yılında ise artan rüzgâr ve güneş üretiminin de etkisiyle elektrik üretiminin yalnızca %3'ü kömürden sağlanmıştır (IEA, 2022). Kaynak bazında elektrik üretiminin yıllar içindeki gelişimi Şekil 25 altında gösterilmektedir.



Şekil 25. İspanya Kömür Kaynaklı Elektrik Üretimi ve Toplam Üretimdeki Payı

Ülkede temel sorun yeterli kapasitenin sağlanamamasından ziyade, üreticiler ile son kullanıcıları buluşturan elektrik şebekesi kapasitesinin yetersiz olmasıdır. Serbestleşme döneminde planlaması doğru şekilde yapılmayan elektrik iletim kapasitesi nedeniyle İspanya'da elektrik kesintileri yaşanmıştır. Talep tarafı katılımı, ülkede arz güvenliğinin sağlanmasında oldukça etkin bir şekilde kullanılmaktadır. 'Kesinti Şemaları' talep tarafı yönetimindeki alınan önlemlere bir örnektir. Bu yöntem tipik olarak, iletim sistem operatörlerinin büyük ölçekli endüstriyel tüketicilere belirli zaman aralıklarıyla elektrik tüketimlerini kısmalarına ve üretimlerini durdurmalarına yönelik verdikleri talimatlarla gerçekleşmektedir. Avrupa ülkeleri arasında Portekiz, Fransa, Almanya, İtalya, Polonya ve Yunanistan'da uygulanan 'Kesinti Şemaları' 2020 yılında İspanya'da uygulamadan kaldırılmıştır (ACER, 2021).

2015 yılında, İspanya'nın elektrik üretiminden kaynaklı emisyonu toplam emisyonunun %31'ini oluştururken bu oran 2021 yılında %22'ye kadar gerilemiştir. Şekil 26'da ülkenin kömür kaynaklı elektrik üretimden kaynaklanan CO₂ emisyonunun aynı dönemde benzer oranlar da düştüğü gözlemlenmektedir. Özellikle 2020 ve 2021 yıllarında kömür kaynaklı elektrik üretiminin sebep olduğu emisyon 4 mtCO₂ ile ülkenin toplam emisyonunun yalnızca %2'sini oluşturmaktadır (EMBER, 2023).



Şekil 26. İspanya Kömür Kaynaklı Elektrik Üretimi, Elektrik Sektörü ve Toplam Karbon Emisyonu

5.4. Polonya

Polonya elektrik üretiminin yaklaşık %72'lik kısmını taşkömürü ve linyit santrallerinden karşılamaktadır (IEA, 2022). Ancak kömür kaynaklı bu santrallerin 4,4 GW kapasiteli bir kısmının 2025 yılına kadar kapatılması hedeflenmektedir (Global Energy Monitor, 2023). Hükümet tarafından 2021'in Şubat ayında kabul edilen Polonya enerji politikalarına (PEP 2040) göre, 2040 yılında elektrik üretiminin yarısından fazlası sıfır karbon emisyonlu kaynaklardan sağlanması hedeflenmektedir. Bu durum kömür kullanımında önemli azalma olacağı beklentisini doğurmaktadır (Hancher, 2022).

Polonya'daki ulusal iletim ağı dağıtım şebekelerinden ayrılmıştır ve iletim faaliyetleri bir kamu kuruluşu olan Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE) tarafından gerçekleştirilmektedir.

Polonya'nın uzun vadeli arz güvenliği olumsuz sinyaller vermektedir. Bunun için üç temel sebep gösterilebilir:

1. Ülkenin elektrik üretimi büyük ölçüde fosil yakıt kaynaklıdır ve bu durum AB'nin iklim politikaları ile ters düşmektedir.
2. Üretimin büyük bir kısmından sorumlu santrallerin çoğunun ömrünü tamamlamak üzeredir ve birçok ünite 30 yaş ve üzerindedir. 2023 - 2038 yılları arasında 15,7 GW'lık kömür santrali kapasitesinin sistemden çıkarılması planlanmaktadır.
3. Polonya enerji piyasasında üretim maliyetleri yüksek üreticilere sistemde kalmaları için yeterli destek sağlanmamaktadır.

Ülkede kapasite mekanizması 18 Ocak 2018'de Polonya Kapasite Mekanizması Kanunu ile yürürlüğe girmiştir ancak uygulamaya dair ilk görüşler 2009 yılındaki ekonomik yavaşlama döneminde ortaya atılmıştır. Konuyla ilgili müzakereler diğer ülkelerin kapasite mekanizmalarını yürürlüğe koymalarıyla, özellikle de İngiltere'nin 2014 yılında uygulamaya başlaması ile yoğunlaşmıştır.

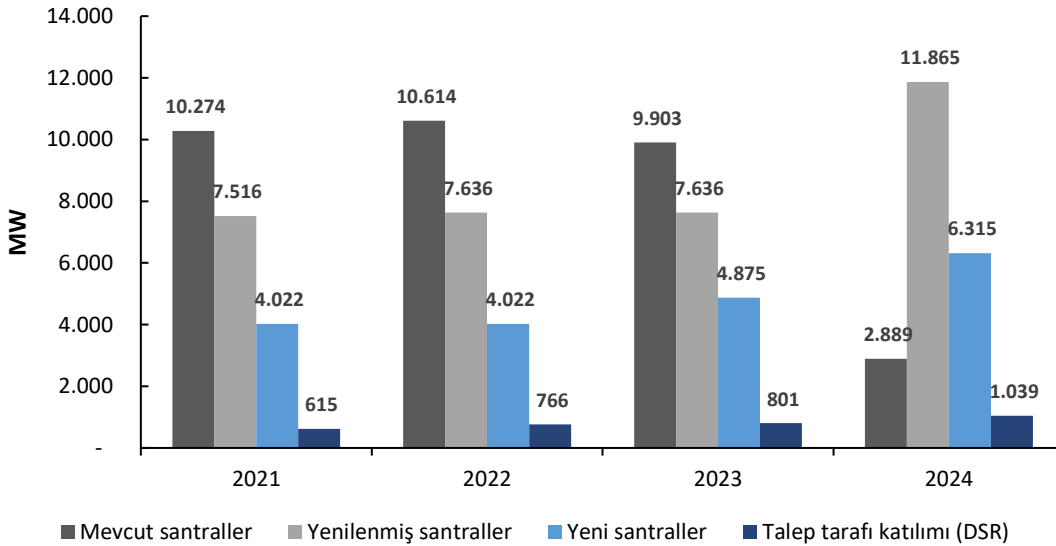
Polonya devleti, kapasite mekanizması yürürlüğe girmeden önce bu mekanizmanın gerekliliğini göstermek için arz-talep karşılaştırması ve olasılıksal değerlendirme ile arz güvenliğini incelemiştir. Bu incelemelerde, sistemde 'öngörülen eksik kapasite' standardı (LOLE) İngiltere ve Fransa gibi senelik üç saat olarak alınmıştır. Bu da eksik kapasiteden kaynaklı kesintinin senelik 3 saate kadar tolere edilebilir olması ve böylelikle %99,97 sistem güvenliğinin sağlanması demektir. Ancak yapılan simülasyonlarda 2020 için 176 saat, 2025 içinse 102 saat kapasite yetersizliği sonuçları çıkmıştır. Bu analizlerin yanında düşük maliyetli yenilenebilir enerji kaynaklarının merit order'da yerini almasıyla karlılığı azalacak olan fosil yakıt santrallerinin kapasitelerini sistemde tutmalarını sağlama argümanı ile Avrupa Komisyonu Polonya'nın kapasite mekanizması uygulamasına geçmesini haklı bulmuş ve onaylamıştır. Teoride 10 senelik planlanan uygulama kapsamında, pratikte 2043'e kadar devam edecek kontratlar yapılmıştır (Hancher, 2022).

Kapasite Piyasası Kanunu'nda kapasite mekanizmasının amacı "Maliyet etkin, ayrımcı olmayan ve sürdürülebilir bir şekilde tüketicilere orta ve uzun vadeli arz güvenliği sağlamak" olarak belirtilmiştir. Bu amaca yönelik olarak mekanizma, ücret karşılığında sözleşmeye dayalı kapasite yükümlülükleri yaratmaktadır ve kapasite mekanizması kapsamında anlaşma imzalayan piyasa katılımcıları, kontratlarında belirtilen teslim süresi boyunca kapasitenin sağlanmasıyla yükümlü tutulmuşlardır. Kapasiteler, iletim sistem operatörü PSE tarafından düzenlenen ihaleler yoluyla verilmektedir.

Düzenlenen ihalelere üreticilerin ve enerji depolama tesislerinin katılabildiği gibi talep tarafı katılımcıları da gerekli olduğunda taleplerini düşürme taahhüdüyle katılabilmektedirler. Polonya ile iletim hattı bulunan

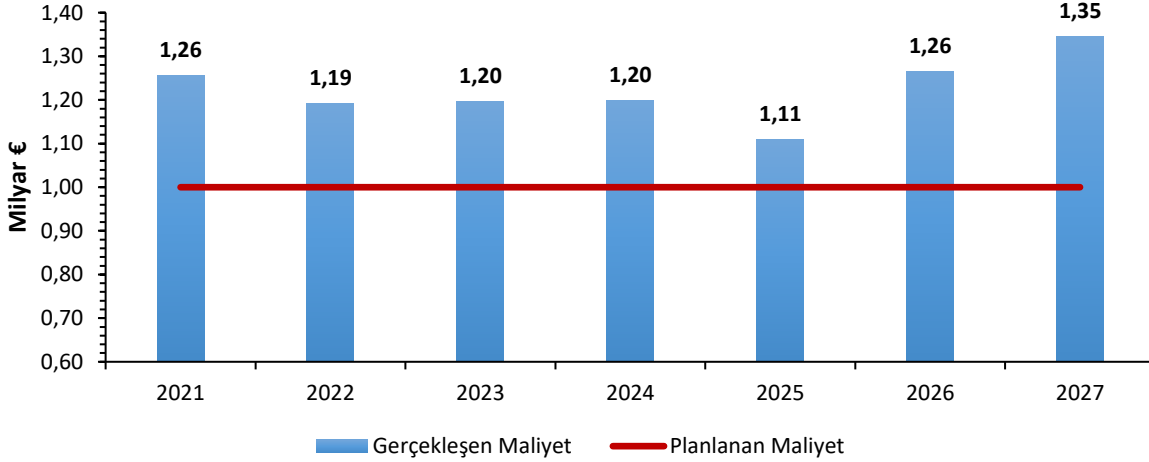
yabancı ülkeler de AB üyesi olmaları koşuluyla bu ihalelere katılabilmektedirler. İhale kazananlarına belirlenmiş kapasite ödemeleri Polonya Zlotisi (PLN)/kW cinsinden ve yıllık olarak yapılmaktadır.

Her sene yapılan ihalelere mevcut santraller bir senelik, yenilenmiş santraller beş senelik teklif verebilirken yeni kurulan santraller 15 senelik kontrat tekliflerinde bulunabilmektedirler. Beş yıllık kontrat teklifinde bulunabilmek için yatırım maliyetinin 0,5 milyon PLN/MW'ın üzerinde olması gerekirken, on beş senelik kontrat teklifinde bulunabilmek için yatırım maliyetinin 3 milyon PLN/MW'nin üzerinde olması gerekmektedir. Buna ek olarak, 550 g CO₂/kWh altında salım yapan santraller kontratlarına iki senelik uzatma bonusu alabilmekteydi. 2020 yılı itibariyle limite uymayan santrallerin kapasite mekanizmasından yararlanamayacağı belirtildi. Bu, mevcut kömür santrallerinin mekanizmadan yararlanamayacakları anlamına gelmektedir. Talep tarafı üniteleri ise senelik kontratlar yapabilmektedirler. Uzun süreli yapılan kontratların bir sonucu olarak, belirli bir yıl için yapılan ihaleler, takip eden yıllara da kapasite oluşturulmaktadır. Santrallere göre taahhüt edilen kapasiteler Şekil 27'de gösterilmektedir (Energy Regulatory Office, 2023). Kapasite sağlayıcıları tarafından ihalelerle netleşen kapasite miktarlarında 2021 teslim yıllı ana ihalede en fazla kapasite alan santraller mevcut santraller iken, 2024 teslim yıllı ihalede yenilenmiş santraller ve yeni santrallerin daha yüksek miktarda kapasite aldığı görülmektedir.



Şekil 27. Polonya Santrallere Göre Tahsis Edilen Kapasite

Hükümet, mekanizmanın senelik 1 milyar Avro, ve 10 senede 10 milyar Avro maliyet çıkarmasını öngörmüştür ancak yürürlüğe girdiğinden beri mekanizma senelik ortalama 1,2 milyar Avro maliyete sebep olmuştur. Mekanizmaya sağlanan ödenekler 'kapasite ücretlendirmesi' adı altında son kullanıcıya yansıtılarak finanse edilmektedir (Energy Regulatory Office, 2023). 2021 yılından itibaren yıllık maliyet Şekil 28 altında gösterilmektedir.



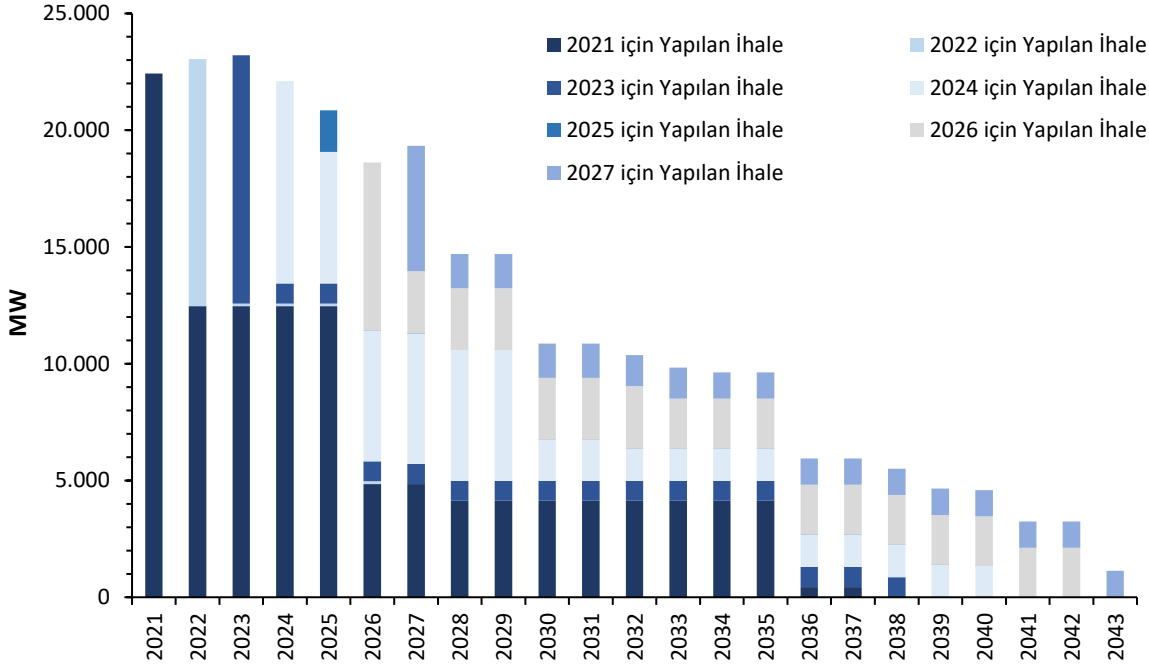
Şekil 28. Polonya Kapasite Mekanizmasının Yıllık Maliyeti

Mekanizmanın uygulanması şeklinde bir arz eksikliği veya talep fazlası sebebiyle şebekede yaşanacak olumsuzluklar PSE tarafından sekiz saat öncesinden tespit edilip kapasite sağlayıcılarına bildirilmektedir. Kapasite ihalesinden hak kazanan katılımcılarından beklenen, kapasitenin gerekli durumlarda mekanizma kapsamında belirlenen toplam kapasitenin gerekli olan kapasite miktarına olan oranı kadar taahhüt ettikleri miktardan kapasite sağlamalarıdır. Bu doğrultuda sistemde mekanizma kapsamında belirlenen toplam miktarın %70'i kadar bir kapasite ihtiyacı oluştuğunda her sağlayıcı taahhüt ettiği miktarın %70'i kadar kapasite sağlamakla yükümlü olmaktadır. Kontratlarındaki kapasiteyi sağlayamayan kapasite piyasası katılımcıları kapasite ödemeleri teslim edilmeyerek cezalandırılmaktadırlar.

Polonya'da kapasite ihaleleri her sene yapılmaktadır. Plana göre, ana ihaleler teslim yılından beş sene önce yapılmaktadırlar (T-5), ek ihaleler ise teslim yıllarından bir önceki yıl (T-1) yapılmaktadırlar. Planlama yılı olan 2023 öncesi olan yılların ihaleleri mekanizmanın 2018'de yürürlüğe girmesi sebebiyle beş sene öncesinden yapılamamıştır.

İhaleler sonucunda yapılan kontratlara göre sağlanacak kapasiteler Şekil 29'da verilmiştir. Grafikte yalnızca ana ihalelerin sonuçları gösterilmektedir. 2021 - 2023 arası yapılan ek ihalelerle birlikte ihaleye konu olan

senelerde kapasite artışları olmuştur ancak bu artışlarla ilgili sene için ana ihalelerce belirlenen kapasitede %10'dan fazla bir artışa sebep olmamıştır.



Şekil 29. Polonya Teslimat Yıllarına Göre Ana İhaleler ve İhale Edilen Toplam Kapasite

İhale teslim yılı ve birim kapasite için belirlenen tutar Tablo 6'da gösterilmektedir.

Tablo 6. Birim Kapasite Başına Verilen Destek Tutarı

İhalenin Yapıldığı Yıl	2018	2018	2018	2019	2020	2021	2022
İhale Teslim Yılı	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Tutar (€/kW)	54,5	45	45,9	59	39,3	90,7	92,3

*(1€ = 4,4 PLN)

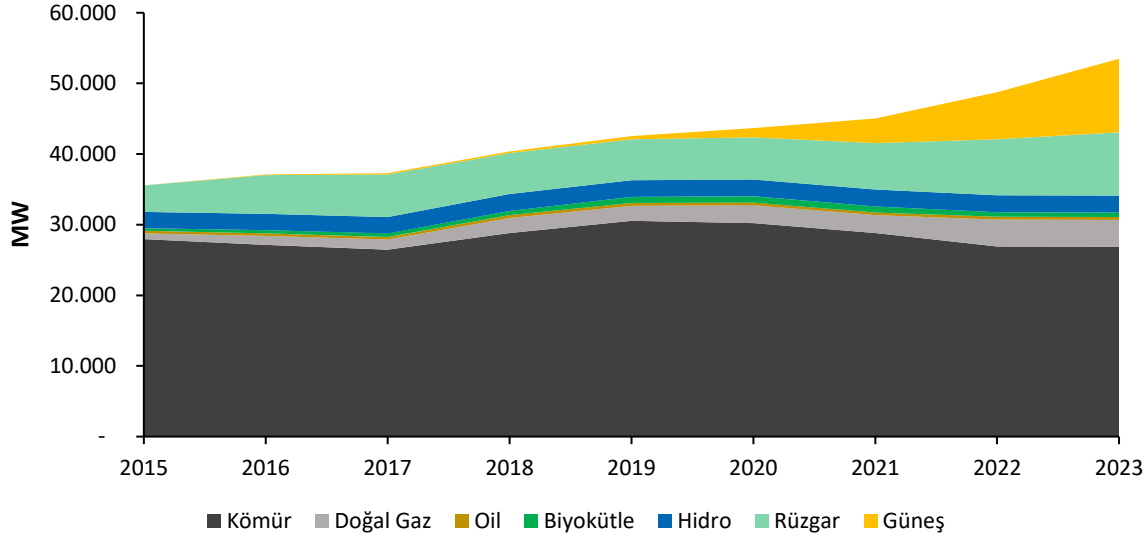
İlk ana ihale 2021 yılı için yapılmıştır, yapılan ana ihalede 160 kontrat yapılmıştır ve 54,5€/kW fiyat belirlenmiştir. 2025 yılı için yapılan ana ihalede ilk kez bir yabancı katılımcı yer almıştır ancak yalnızca 2025

yılı için 80 MW'lık bir taahhütte bulunmuştur. Sonraki senelerde Litvanya ve Slovakya'dan katılımcılar olmuştur ancak kW başına yapılacak ödeme yabancı katılımcılar için farklılık göstermektedir ve belirlenen fiyattan daha düşüktür.

550 g/kWh CO₂ limit kuralına uymayan katılımcıların kapasite piyasasından gelir elde edemeyeceklerinin açıklanmasının ardından, 2026 yılı için yapılan ihalede katılımcı yapısı önemli şekilde değişmiştir. 2021-2025 arası için yapılan ihalelerde talep tarafı üniteleri kapasitenin yaklaşık %8 iken 2026 için yapılan ihalede bu rakam %20'ye çıkmıştır. Yine bu ihalelerde, yeni santrallerin payı ise %12'den %30'a artış göstermiştir. Bu durum aynı dönemlerde mevcut santrallerin mekanizma altında dağıtılan kapasitedeki paylarının %59'dan %37'ye düşmesine sebep olmuştur. (Energy Regulatory Office, 2023).

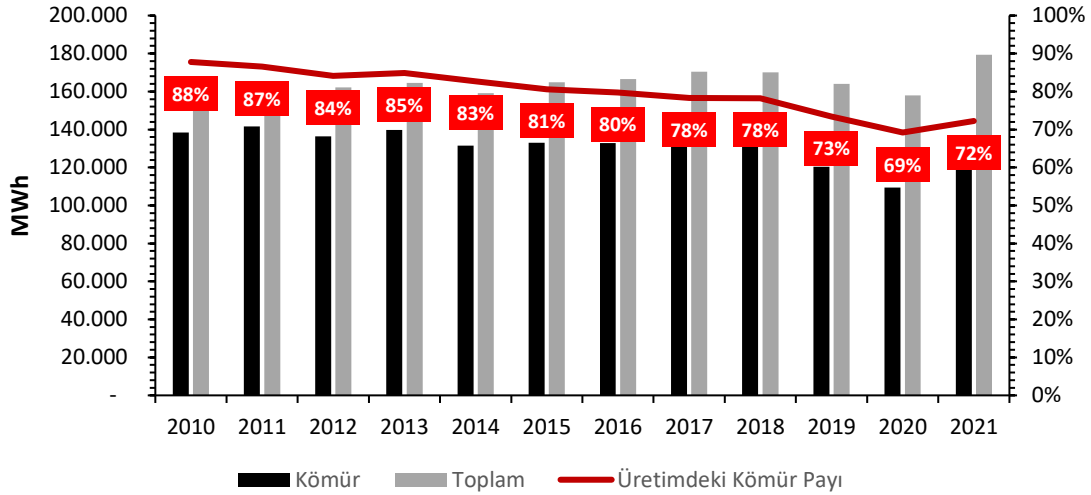
2022 yılında yapılan 2027 teslim seneli ana ihalede belirlenen fiyat bir önceki sene kırılan rekorun üstüne yeni bir rekor kırmıştır. Bu durumun temel nedeni olarak, Polonya'nın elektrik üretiminde emisyon limitini karşılamayan kaynakların hâkim olması ve bu nedenle kapasite piyasasındaki desteklerden yararlanamamaları olarak gösterilebilir. Başta Rusya - Ukrayna savaşı nedeniyle gaz fiyatlarında yaşanan büyük dalgalanmalar olmak üzere Avrupa'daki belirsiz ekonomik durum, 2027 ana ihalesinde kapasite arzını olumsuz etkileyen bir diğer faktör olmuştur. Yeni santral kurmayı planlayan katılımcıların teklif ettiği kapasite yükümlülükleri, 2026 ana ihalesine göre yaklaşık %50 daha düşük seviyedeysen, yeni doğal gaz yakıtlı ünitelerde %55'lik bir düşüş yaşanmıştır.

Şekil 30'dan da anlaşılacağı üzere Polonya'nın kurulu gücüne bakıldığında, getirilen sürdürülebilirlik politikalarına rağmen kömür kapasitesinde yakın geçmişte kayda değer bir azalma olmadığı görülmektedir (ENTSO Transparency Platform, 2023). Bununla birlikte Polonya'da üretim yapan aktif bir nükleer santral bulunmamaktadır. Polonya enerji politikalarına göre 2040 yılına kadar 6 ila 9 GW arası bir nükleer santral kapasitesi kurulması hedeflenmektedir (Ministry of Climate and Environment.). Güneş kurulu gücü ise son yıllarda hızlı bir artış göstermiştir. Polonya'da 2020 yılında elektrik talebi yazın 26,5 GW, kışın ise 23 GW ile en yüksek seviyeye ulaşmıştır. Arz güvenliği açısından 2023 - 2038 yılları arasında sistemden çıkarılması planlanan 15,7 GW'lık kömür kurulu gücünün yerine yeni santrallerin yapılması gerekmektedir (Filipiak & Mielczarski, 2021).



Şekil 30. Polonya Kurulu Güç Dağılımı

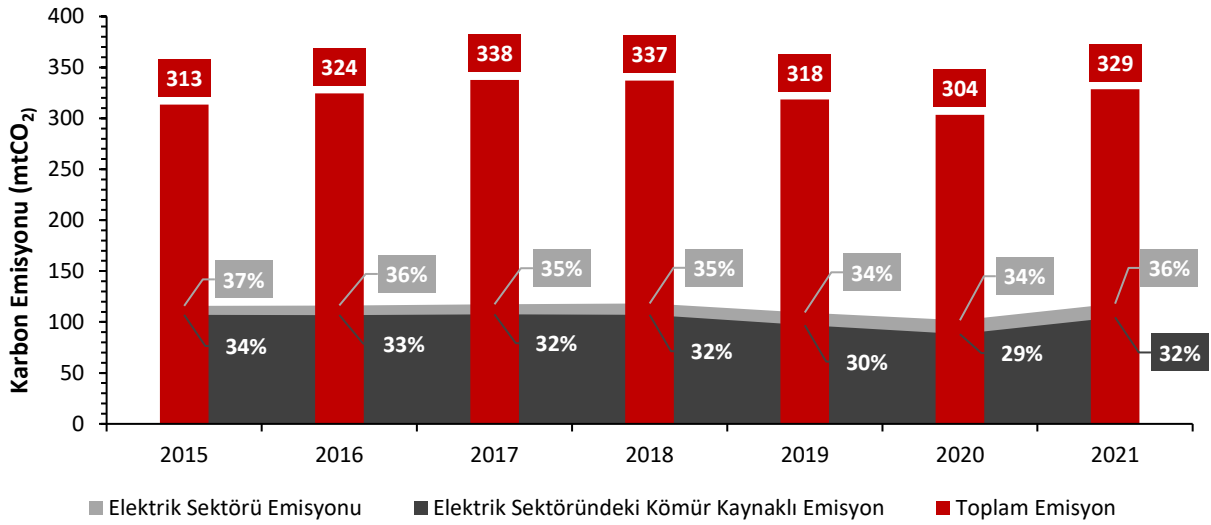
Polonya'nın elektrik üretiminde kömür kaynaklı üretimin diğer kaynaklı üretimlerin önüne geçtiği görülmektedir. Ancak kömür kullanımının yıllar içinde az da olsa azalış trendinde olduğundan bahsetmek mümkündür (IEA, 2022). Şekil 31'den de görülebileceği üzere kömürün toplam elektrik üretimindeki payı 2010 yılında %87 iken 2021'de bu değer %72'ye gerilemiştir.



Şekil 31. Polonya Kömür Kaynaklı Elektrik Üretimi ve Toplam Üretimdeki Payı

Polonya'da toplam emisyonun yaklaşık 1/3'ünün elektrik üretiminden kaynaklandığı gözlemlenmektedir. Elektrik üretiminin sebep olduğu emisyonların ise 2015 - 2018 yılları arasında %90'ından fazlası kömürden

üretilecek elektrik kaynaklı olmuştur. 2020 yılında COVID sebebiyle talebin ve akabinde üretimin azalmasıyla toplam emisyon 304 mt CO₂ ile 2015 - 2021 yılları arasındaki en düşük seviyeyi görmüştür. 2021 yılında ise ülkedeki emisyonun %32'si, 104,6 mtCO₂ ile kömür kaynaklı elektrik üretiminden dolayı gerçekleşmiştir. Şekil 32, ülkedeki toplam emisyon ve kömürden elektrik üretiminin bu toplam içindeki payını göstermektedir.



Şekil 32. Polonya Kömür Kaynaklı Elektrik Üretimi, Elektrik Sektörü ve Toplam Karbon Emisyonu

5.5. Kapasite Mekanizması Kapsamındaki Yapıtlarımlar

Kapasite mekanizması kapsamındaki kaynaklara ihtiyaç anında elektrik üretimine uygun bulunması karşılığında arz güvenliğini sağlanması için ödeme yapılmaktadır. Kapasite mekanizmasından bu konsept içerisinde yararlanan kapasite sağlayıcıları, gereklilik anında elektrik arzını sağlayamadıkları takdirde bazı mali yapıtlarımlara tabii olmaktadır. Cezalandırma sistemi, bulunduğu taahhütleri yerine getirmeyen kapasite sağlayıcılarının, arz güvenliğinin sağlanmasın katkıda bulunmamaları sebebiyle uygun cezalar ile karşı karşıya kalmalarını sağlamaktadır. Elektrik yasası, bu cezaların sistemde sıkışıklık olduğu anlarda uygun olmayan kapasite sağlayıcılarına uygulanması gerektiğini belirtmektedir. Devlet Desteği Rehberi'nde de belirtildiği üzere, kapasite sağlayıcılarının elektrik arzına katılarak elde ettikleri teşvikler/ödemeler VOLL (Value of Lost Load) ile ilişkilendirilerek tasarlanmıştır. Enerji arzında desteğe ihtiyaç olunan anlarda, kapasite taahhütü veren ancak bu kapasiteyi sağlayamayan santraller yine VOLL değeri ile ilişkilendirilerek yapıtlarıma uğramaktadır. Kapasite mekanizması kapsamında uygulanan yapıtlarımlar incelendiğinde, bu

yaptırımlar Teslimat Eksikliği Yaptırımı ve Performans Eksikliği Yaptırımı olmak üzere iki temel başlık altında değerlendirilmektedir (ACER, 2023). Teslimat eksikliği yaptırımı genellikle, kapasite sağlanması gereken teslimat dönemlerinde henüz devreye alınmamış santrallere uygulanan yaptırımları kapsamaktadır.

Yaptırım bedelinin belirlenmesinde ise iki temel yaklaşım bulunmaktadır. Yaptırım sabit bir bedele veya bir referans fiyata sahip olabilir. Örnek olarak Belçika ve İrlanda'da uygulanan kapasite mekanizmasındaki yaptırım bedeli sabit bir fiyata sahipken Fransa ve Polonya'daki yaptırım bedeli bir referans fiyat ile belirlenmektedir. Polonya'da her teslimat dönemi için bir yaptırım bedeli belirlenmekte ve bu bedel teslimat yılına ait olan ihalede gerçekleşen en yüksek fiyatı referans almaktadır. Benzer şekilde Fransa'daki yaptırım bedeli teslimat yılından bir yıl önceki yıl gerçekleşen T-1 ihalesinde oluşan ihale fiyatını referans almaktadır. Referans bazlı yaklaşımı sabit fiyatlı yaklaşımdan ayıran özellik ise, yaptırım miktarlarının referans fiyat ile ihalede kazanan fiyatın farkları ile belirlenebilir olmasıdır. Fransa ve İtalya'da uygulanan bu yaklaşımda yaptırım bedeli taban fiyattan tavan fiyata kadar uzanan geniş bir ölçeğe sahip olabilmektedir. Yaptırımlar genellikle, kapasite tahsisi kapsamında yapılan kontratın başlangıç tarihinde başlamakta ve yıl içerisinde taahhüt edilen kapasitenin emre amade olmadığı süre ile doğru orantılı bir şekilde uygulanmaktadır.

Teslimat eksikliği riskinin değerlendirilebilmesi ve öngörülebilmesi için ülkelerdeki yetkili otoriteler piyasa çaplı kapasite mekanizması kapsamında yeni yapılacak ve devreye alınacak olan kaynakları periyodik olarak gözetmeli ve takip etmelidir. Bu takip genellikle, proje geliştiricilerin piyasa işletmecisine sunduğu ve projedeki ilerlemelerin yer aldığı raporlar vasıtasıyla yapılmaktadır. Örnek olarak Belçika ve İtalya'da, proje geliştiriciler piyasa işletmecilerine çeyreklik, İrlanda'da ise 6 aylık ilerleme raporları göndermekle yükümlüdür. Fransa'da proje geliştiricileri kapasite dağıtımından, gözetlenmesinden ve kontratlarından sorumlu iletim operatörünü devreye alımları kapsamında karşılaştıkları problemler konusunda bilgilendirmek zorundadır. Teslim edilemeyen kapasitelerin yarattığı arz açığını kapatmak adına özel düzenlemeler yapılabilmektedir. Örnek olarak Fransa ve Polonya'da arz güvenliği açısından gerek görülmesi halinde ek teslimat yılına en yakın olacak şekilde T-1 ihaleleri düzenlenebilmektedir. Ülkelerde teslimat eksikliği durumunda uygulanan yaptırımların önemli özellikleri Tablo 7'de gösterilmiştir.

Tablo 7. Ülkelerde Teslimat Eksikliği Durumunda Uygulanan Yapıtların Özellikleri

Ülke	Yapıtım Bedeli Belirleme Yöntemi	Kontratın İptal Edilmesi İçin Gereken Şartlar	Kontrat İptalini Takiben Uygulanan Yapıtımın Süresi	Yapıtların Yapılan Ek İhale Maliyetlerini Dahiliyeti	Kapasite Sağlayıcıların Devreye Alımının ve Teslimatının Takibi	Teslim Edilemeyen Kapasitenin Telafi Prosedürü
Belçika	Önceden Belirlenmiş Sabit Fiyat	3 Yıl Üst Üste Ara Gereklilik Şartlarının Yerine Getirilememesi	Maksimum 3 Yıllık Teslimat Öncesi Yapıtım ve 1 Yıllık Teslimat Eksikliği Yapıtım	Dahil Değil	Mevcut	T-1 İhalesi Vasıtasıyla
Fransa	Teslimat Yılı ve Kontrat Fiyatı ile Bağlantılı Değişken, Referans Fiyat	Kapasite Sağlayıcısının İnisyatifinde	Maksimum 4 Yıllık Yapıtım	Dahil Değil	Mevcut	Zorunluluk Kapasite Sağlayıcı Üzerinde
İtalya	Ek İhale Fiyatı ile Bağlantılı Referans Fiyat	3 Ay Boyunca Taahhüt Edilen Kapasitenin Sağlanamaması	Kontrat Süresi Boyunca	Sadece Artışsal Maliyetler	Mevcut	İletim Sistemi Operatörü İkincil Piyasalarda Kapasite Tedarik Eder

Ülke	Yapırım Bedeli Belirleme Yöntemi	Kontratın İptal Edilmesi İçin Gereken Şartlar	Kontrat İptalini Takiben Uygulanan Yapırımın Süresi	Yapırımların Yapılan Ek İhale Maliyetlerini Dahiliyeti	Kapasite Sağlayıcıların Devreye Alımının ve Teslimatının Takibi	Teslim Edilemeyen Kapasitenin Telafi Prosedürü
İrlanda	Önceden Belirlenmiş Sabit Fiyat	18 Ay Boyunca Taahhüt Edilen Kapasitenin Sağlanamaması	1 Yıllık	Dahil Değil	Mevcut	T-1 İhalesi Vasıtasıyla
Polonya	Teslimat Yılındaki En Yüksek İhale Fiyatı ile Bağlantılı Değişken Fiyat	3 Yıl İçerisinde Taahhüt Edilen Kapasitenin Devreye Alınmaması	3 Yıllık Yapırım	Maliyetlerin Çeşitli Şartlar Altında Paylaşılması (Üstü Kapalı Olarak)	Mevcut	Çeyreklik Olarak Yapılan T-1 İhaleleri Vasıtasıyla

Kapasite kontratında belirlenen ve taahhüt edilen dönemlerde kapasite teslimatını gerçekleştirilemeyen kapasite sağlayıcıları performans eksikliği yaptırımına tabii olmaktadır. Kapasite mekanizması kurallarında, ilgili sistem veya piyasa işletmecisinin, kapasite sağlayıcılarından hangi şartlarda, zamanlarda ve zorunluluklar altında kapasite isteyebileceği ve bu doğrultuda bir çağrı yapabileceği açıkça ifade edilmektedir. Prensip olarak sistemde sıkıntıların yaşandığı dönemlerde işletmeciler tarafından gelen bu çağrılar doğrultusunda kontratsal şartlar altında sağlaması gereken kapasiteyi sağlayamayan kaynaklar yaptırıma uğratılmaktadır. Etkili bir performans eksikliği yaptırımı, bu kaynakların sistem sıklığı karşısında daha doğru bir reaksiyon göstermeye teşvik etmektedir. Devlet Destek Rehberleri performans bazlı yaptırımlarda sistem sıklığı esnasında kapasite sağlayamayan kaynakların teslimat bazlı yaptırımlar gibi sisteme sağlayamadıkları enerji değeri (VOLL) ile ilişkilendirilmesini gerektirmektedir. Fakat yetkili otoritelerden toplanan bilgiler, şu anda üye ülkelerde performans bazlı yaptırımların VOLL ile

ilişkilendirilmediğini göstermektedir. Devlet Destek Rehberleri, toptan elektrik satışı piyasasının işleyişinin bozulmaması adına performans bazlı yaptırımların dengesizlik fiyatları vasıtasıyla toplanmasını gerektirmektedir. Yaptırımların hesaplanmasında kullanılan metodolojiler ulusal çapta farklılık göstermektedir. Örnek olarak Finlandiya’da saatlik kapasite zorunluluğu kapsamında, bir saatten az bir süre için kapasite sağlayamayan kaynaklar o saat için alması gereken ödemeyi alamamaktadırlar. Kapasite arzı eksikliğinin 1 saati aşması durumunda ise o güne dair alacağı bütün ödemeyi alamamaktadırlar. Ulusal kurallar, dengesizlik maliyetlerinden buna neden olanları sorumlu tutmaktadır. Diğer ülkelerde uygulanan stratejik rezerv şemaları kapasite arzının eksik olduğu durumlarda dengesizlik maliyetlerini hesaba katmamaktadır. Almanya’da performans eksikliği yaptırımı, kaynağın sıkışıklık durumunda kapasite sağlamaya müsait olmadığı anlarda uygulanmak üzere, mekanizma kapsamında yıllık yapılan ödemenin %15’i olarak belirlenmiştir. Stratejik rezerv uygulamasına sahip olan ülkelerde uygulanan performans bazlı yaptırımların özellikleri Tablo 8’de belirtilmiştir.

Tablo 8. Stratejik Rezerv Uygulamasına Sahip Üye Ülkelerde Uygulanan Performans Eksikliği Yaptırımının Özellikleri

Üye Ülke	Yaptırım Uygulanabilir Koşullar	Yaptırım	Yaptırımda Dengesizlik Maliyetinin Dahiliyeti	Yaptırımlarda Üst Limit Uygulanması
Finlandiya	Zorunluluk Dönemi Boyunca	Ödemededen Mahrumiyet	Dahil	Var
Almanya	Arz Sıkıntısı Durumlarında	MW Başına Yıllık Ödemenin %15’i Oranında Mahrumiyet	Dahil Değil	Var
İsveç	Zorunluluk Dönemi Boyunca	Sabit Oran 170 Avro/MWh	Dahil	Var

Güvenilir kapasite bazlı piyasa çaplı kapasite mekanizmalarının, performans eksikliği yaptırımı yaklaşımı konusunda diğer piyasa çaplı kapasite mekanizmalarından ayrıştığını göstermektedir. Belçika, İtalya ve İrlanda’da uygulanan güvenilirlik seçeneği (reliability option) bir geri ödeme yükümlülüğünü içermektedir.

Diğer bir deyişle, güvenilirlik ödemesi kapasite sağlayan kaynaklara elektrik piyasasında mahrum kaldığı gelirlerin (the missing money) tazmini amaçlı ihale fiyatına bağlı sabit bir gelir sağlamaktadır. Elektrik üretimi yapan kaynaklar piyasa fiyatından elektrik satarak bu geri ödeme tutarını kapasite mekanizması işletmecisine ödeyebilir. Elektrik üretmeyen ve elektriğini satarak piyasadan gelir elde edemeyen kapasite sağlayıcılarının geri ödeme koşulundan muaf olmaması, bu kaynakları elektrik üretimine teşvik etmektedir. Dolayısıyla, bu zorunlu geri ödeme koşulu performans bazlı bir yaptırım olarak işlemektedir. Belçika’da geri ödeme koşuluna ek olarak, sistem sıkışıklığı altında emre amade olmayan kaynaklara ünite bazlı performans yaptırımı uygulanmaktadır. Bu yaptırım özel olarak ünitelerin aldığı ödemeyi yansıtan bir formülasyon ile hesaplanmaktadır. Güvenilirlik bazlı piyasa çaplı kapasite mekanizmalarından farklı olarak Fransa ve Polonya’da yaptırım oranı toptan elektrik satış piyasasından bağımsız bir şekilde belirlenmektedir. Polonya’daki performans yaptırımı yetkili otorite tarafından referans yılındaki gayri safi yurtiçi hasıla başına tüketilen elektrik miktarını baz alan bir formülasyon ile belirlenmektedir. Fransa’da ise yaptırıma uğrayan katılımcı, kış dönemlerindeki kapasite sağlayamadığı süre ile doğru orantılı bir şekilde cezalandırılmaktadır. Piyasa çaplı kapasite mekanizmasına sahip üye ülkelerde uygulanan performans yaptırımlarının özellikleri Tablo 9’da gösterilmiştir.

Tablo 9. Piyasa Çaplı Kapasite Mekanizması Yaptırımları

Üye Ülke	Yaptırım Uygulanabilir Durumlar	Yaptırım	Yaptırımlarda Üst Limit Uygulanması
Belçika	Gün Öncesinde Yüksek Talep Tahmini	Kapasite Sağlayıcısının Aldığı Ödemeyi ve Bildirilmiş/Bildirilmemiş Şekilde Sağlanmayan Kapasiteyi ve Takvimi Hesaba Alan Bir Formülasyon	Var
	Piyasa Fiyatının Geri Ödeme Seçeneği Fiyatından Yüksek Olması	Piyasa Fiyatı ve Geri Ödeme Seçeneği Arasındaki Fiyat Farkı	

Üye Ülke	Yapıtım Uygulanabilir Durumlar	Yapıtım	Yapıtlımlarda Üst Limit Uygulanması
Fransa	Gün Öncesinde Yüksek Talep Tahmini Gün Öncesinde Belirtilen Sistem Arızalarının Olması	En Son Gerçekleşen T-1 İhalesindeki Fiyatın %120'si	Var
İrlanda	Piyasa Fiyatının Geri Ödeme Seçeneği Fiyatından Yüksek Olması	Piyasa Fiyatı ve Geri Ödeme Seçeneği Arasındaki Fiyat Farkı	Var
İtalya	Piyasa Fiyatının Geri Ödeme Seçeneği Fiyatından Yüksek Olması	Piyasa Fiyatı ve Geri Ödeme Seçeneği Arasındaki Fiyat Farkı	Yok
Polonya	Gün Öncesinde Yüksek Talep Tahmini	Yıllık Olarak Hesaplanan Bir Oran Güncel Oran: 1,015 Avro/MWh	Var

6. Uzun Dönemde Kapasite Mekanizması İhtiyacının Nedenleri

Enerji sektörü, sanayi devrimi ile ülke ekonomisinin en kritik bileşenlerinden biri haline gelmiştir. Literatürde enerji ile ekonomik büyüme arasında bir ilişki olduğu ve ekonomik büyümenin enerji tüketimini artırdığı belirtilmektedir (Özata, 2010). Bu nedenle enerji sektöründe yaşanan değişimler ekonomik büyüme açısından önemli sonuçları beraberinde getirmektedir. Özellikle enerji yoğun olan çimento, tekstil ve çelik gibi sektörlerin ülke ekonomisindeki katkısı oldukça fazladır. Enerji fiyatlarındaki artış, bu sektörlerin üretim faaliyetlerini doğrudan etkilemekte ve ülke ekonomisine olan katkılarının azalmasına neden olmaktadır. Diğer yandan tüketicilere uygulanan doğal gaz ve elektrik tarifeleri de bir diğer indikatör olan enflasyonu etkilemekte ve bu tarifelerdeki artış enflasyonu da artırmaktadır.

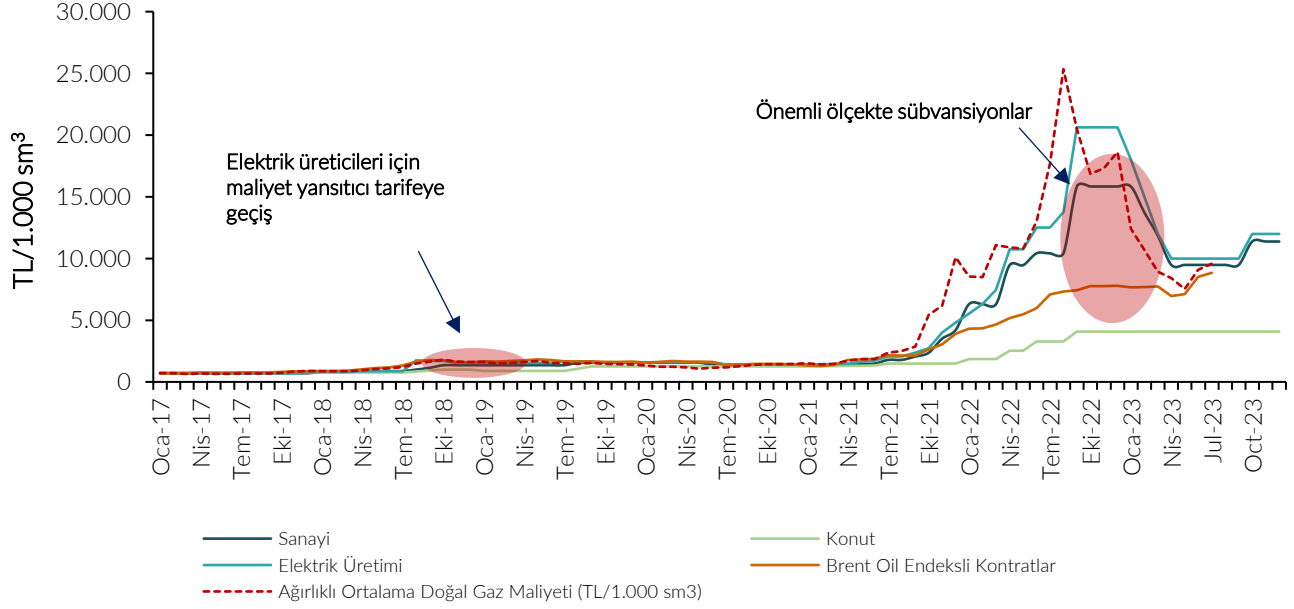
Ülkenin büyüme potansiyelini tamamen kullanmak ve belirlenen hedeflere ulaşabilmek için hükümetin enerjide arz güvenliğini sağlayacak tedbirler alması gerekmektedir. Enerji piyasasında arz güvenliğinin sağlanmasına yönelik atılacak adımlar için uygulanan sübvansiyonlar, piyasa müdahaleleri, alım garantileri ve uzun dönemli beklentiler beraber değerlendirilmeli ve buna göre bir yaklaşım oluşturulmalıdır.

6.1. Türkiye’de Enerji Sektöründe Uygulanan Sübvansiyonlar

Enerji sektörünün ülke ekonomisi üzerindeki doğrudan etkisi, ekonomik büyümenin devamlılığının korunması ve enflasyon değerlerini belli bir seviyede tutma isteği enerji fiyatlarında kamu müdahalelerine neden olmaktadır. Türkiye enerji piyasasında üreticilerden son tüketicilere kadar birçok gruba çeşitli teşvik ve sübvansiyonlar uygulanmaktadır.

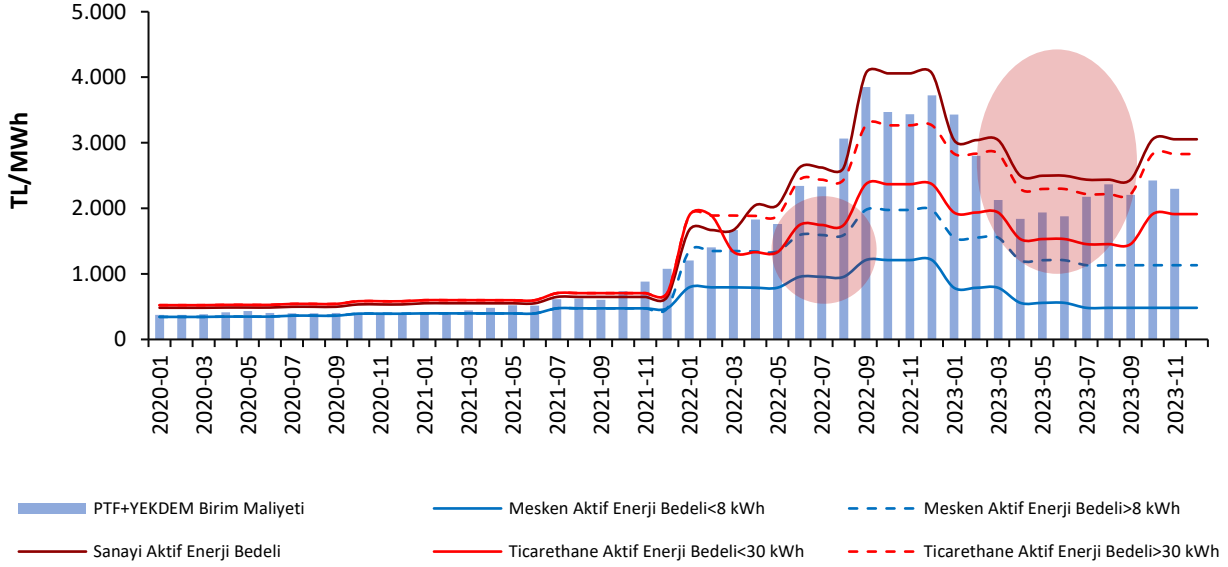
Türkiye’de doğal gaz, elektrik üretim sektörü, sanayi sektörü ve konut sektörlerinde büyük oranda kullanılan bir yakıt konumundadır. Günümüzde Türkiye’de tüketilen doğal gazın neredeyse tamamı ithal edildiğinden dolayı maliyetlerin belirlenmesinde uluslararası gelişmeler etkili olmakta ve bu durum Türkiye’yi ani fiyat şoklarına açık hale getirmektedir. Bu olası risklerin yönetilmesinde, doğal gaz ithalat maliyetleri her tüketici grubuna eşit olarak yansıtılmamakta ve zaman zaman tarife belirleme politikalarında değişikliğe gidebilmektedir. Doğal gaz maliyetleri 2018 yılından günümüze, elektrik üreticilerine kısmen sübvansiyonsuz yansıtılırken, konutlara gerçek piyasa fiyatlarının altında tarifeler Şekil 33’te sunulmaktadır. Aralık 2023 tarihinde konutlar için doğal gaz tarifesi bin metreküp başına 4.080 Türk lirası/1.000 sm³ seviyesindeyken, aynı dönemde elektrik üretimi amaçlı doğal gaz tarifesi 12.000 TL/1.000

sm³ seviyesinde gerçekleşmiştir. Bu dönemde sanayi doğal gaz tarifesi ise 11.374 TL/1.000 sm³ olarak belirlenmiştir (BOTAŞ, 2023).



Şekil 33. Doğal Gaz İthalat Maliyeti ve Tarifeleri

Elektrik sektöründe de doğal gaz sektörüne benzer şekilde sübvansiyonların uygulandığı ana grup konut aboneleridir. 2023 Aralık itibarıyla, son kullanıcılar için belirlenen elektrik tarifeleri, özellikle konut ve ticari abone grupları özelinde piyasa üretim maliyetlerinin oldukça altında olduğu Şekil 34’te gösterilmektedir. Elektrik tarifelerinde 2023 yılı itibarıyla düşen emtia fiyatları nedeniyle indirim uygulanmıştır.



Şekil 34. Aktif Enerji Bedeli ve Ortalama Piyasa Takas Fiyatı (PTF) Karşılaştırması

Türkiye’de doğal gaz ve elektrik sektörlerinde gerçek maliyetlerin son kullanıcılara yansıtılmaması ve hem üretim ve hem tüketim tarafındaki diğer tüm teşvikler piyasa yapısını ve işleyişini bozmaktadır.

6.2. Enerji Piyasasındaki Müdahaleler

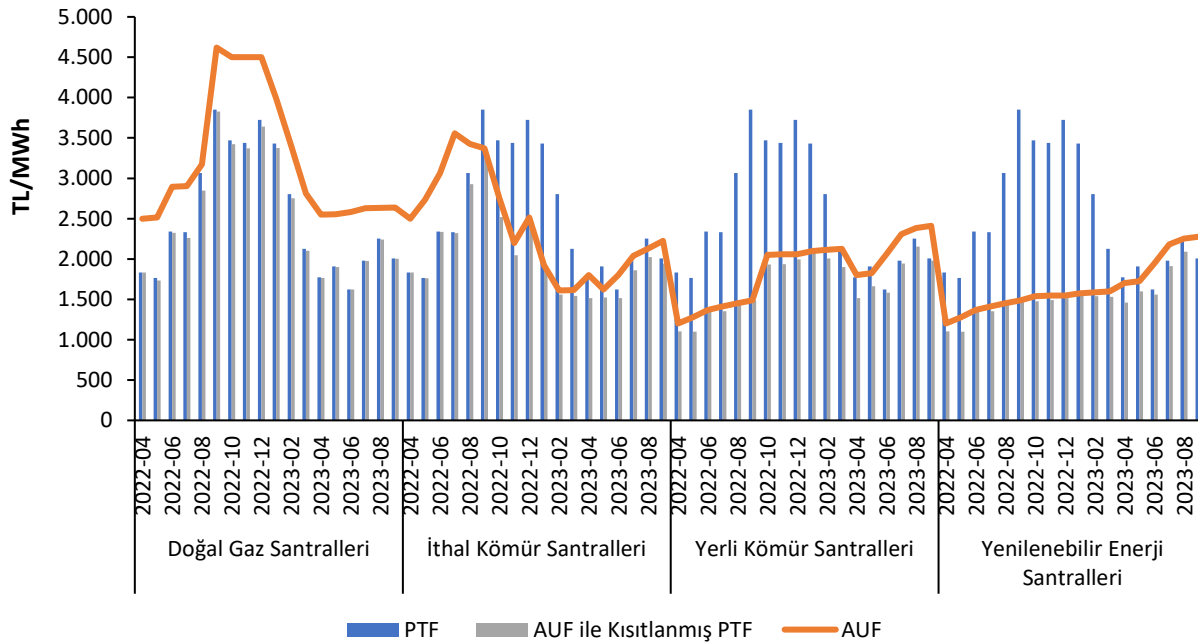
2022 yılında emtia fiyatlarındaki artışa rağmen özellikle regüle tarifieden elektrik alan tüketicilere sağlanan sübvansiyonun da etkisiyle bu tüketicilere elektrik tedarikinden sorumlu olan görevli tedarik şirketleri zarar etmişlerdir. Görevli tedarik şirketlerinin EPDK tarafından açıklanan tarifeler üzerinden elde ettikleri gelirin tedarik maliyetinin oldukça altında kalmasıyla başlayan nakit akış sıkıntısı kurumlar arası dengenin bozulmasına neden olmuştur. Bu soruna çözüm olarak sunulan Kaynak Bazında Tavan Fiyat Uygulaması ise arz tarafında hizmet veren katılımcılar için oldukça önemli bir gelir kaybına neden olmuştur.

2022 Nisan itibarıyla uygulama koyulan Kaynak Bazlı Tavan Fiyat Uygulaması santrallerin gelirlerini önemli ölçüde kısıtlayan bir müdahale olarak görülmektedir. Uygulama kapsamında her kaynak türü için Azami Uzlaştırma Fiyatı (AUF) belirlenmiş ve PTF’nin bu seviye üstünde gerçekleşmesi durumunda aradaki fark destekleme bedeli olarak üreticilerden toplanmıştır. Temel amacı arz güvenliğinin sağlanması ve nihai tüketicilerinin artan elektrik fiyatlarından korunması olan uygulama piyasa risklerini dikkate alarak üretim planlamaları yapan üreticiler için ilave bir regülasyon riski yaratmıştır. Yürürlüğe koyulduğu ilk dönemde 6

aylık uygulanacağı açıklanan Kaynak Bazlı Tavan Fiyat Uygulaması 2 kez daha uzatılmış ve Ekim 2023 itibarıyla sonlanmıştır. 18 aylık uygulama süreci boyunca toplam 13.128 saatte:

- Doğal gaz santralleri için AUF ile kısıtlanan saat sayısı 2.113 saat,
- İthal kömür santralleri için AUF ile kısıtlanan saat sayısı 6.891 saat,
- Yerli kömür santralleri için AUF ile kısıtlanan saat sayısı 9.036 saat,
- Yenilenebilir enerji santralleri için AUF ile kısıtlanan saat sayısı 9.870 saat olarak gerçekleşmiştir (EPIAŞ, 2023).

Gün Öncesi Piyasası'nda oluşan piyasa takas fiyatı için herhangi bir kısıtlama uygulanmasaydı santrallerin elde edeceği gelir daha yüksek olacaktı. Fakat Şekil 35'ten de görülebileceği üzere Kaynak Bazlı Tavan Fiyat Uygulaması'ndan muaf olan santraller hariç tüm santraller önemli bir gelir kaybıyla karşı karşıya kalmıştır.



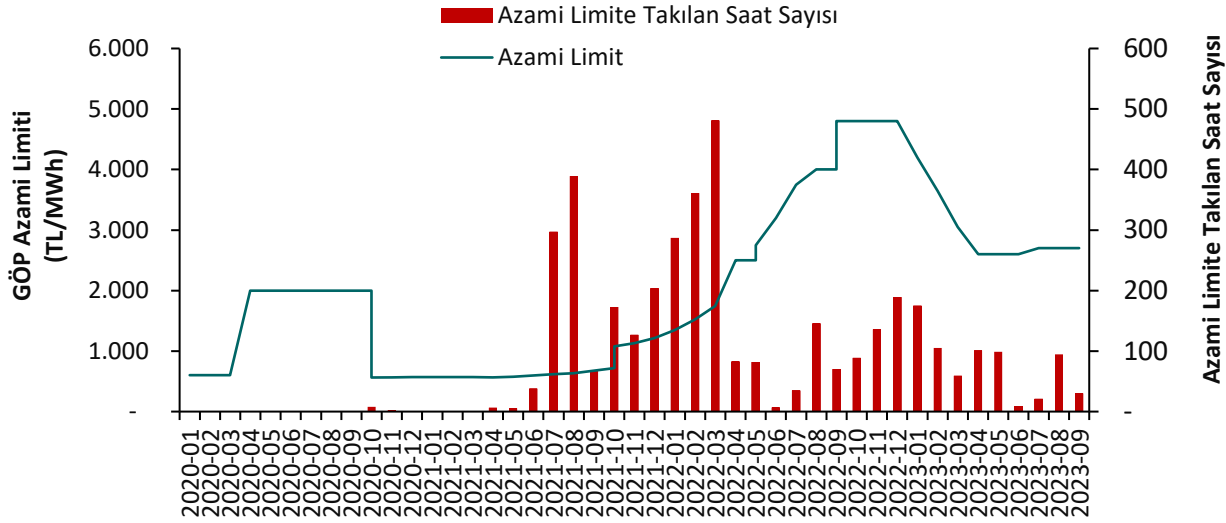
Şekil 35. Kaynak Bazında Belirlenen Azami Uzlaştırma Fiyatı ve PTF Arasındaki İlişki

Üretim tarafında faaliyet yürüten ve gelirlerini piyasa üzerinden elde eden santraller için azami fiyat uygulaması da maddi zorlukları da beraberinde getirmektedir. Bu uygulama kayıp para sorununu artıran en önemli unsurlar arasında sayılmaktadır. Şekil 36, 2020 yılı itibarıyla Gün Öncesi Piyasası'nda uygulanan azami limit ve bu limite takılan saat sayısını göstermektedir (EPIAŞ, 2023). Buna göre:

- 2021 yılında 8.760 saatin 1.308 saatinde,

- 2022 yılında 8.760 saatin 1.966 saatinde ve
- 2023 yılındaki ilk 9 aya ait 6.552 saatin 693 saatinde azami limit değeri oluşmuştur.

Rusya'nın Ukrayna'yı işgali ile başlayan emtia fiyatları artışı, 2022 yılının Şubat ve Mart aylarında sırasıyla toplamda 361 ve 481 saat piyasa takas fiyatının azami fiyat limiti seviyesinde oluşmasına neden olmuştur. Uygulanan azami limit ile marjinal maliyetleri artan santrallerin kısıtlanmış ve serbest piyasadan elde ettikleri gelir üretim maliyetlerini karşılayamaz duruma gelmiştir.



Şekil 36. Gün Öncesi Piyasası Azami Limit ve Limite Takılan Saat Sayısı

6.3. Yerli Kömür Santrallerine Uygulanan Teşvikler

Yerli kömür alım garantisi, ithal kaynaklara karşı yerli kaynakların teşvik edilmesi için Türkiye'de 2016 yılında alınan kararlar uygulanmaya başlayan bir programdır¹¹. Buna göre TETAŞ (2018 sonrası EÜAŞ) yerli kömür elektrik santrallerine yerli kömür kaynaklarından her sene belirlenecek elektrik miktarını sabit bir fiyatla satın alma garantisi sunmaktadır¹². 2016 ve 2017 yıllarında 185 TL/MWh birim fiyatıyla toplamda 24 Milyar kWh elektrik TETAŞ tarafından satın alınmıştır. 2018 yılından sonra düzenlemede değişiklikler yapılmış ve

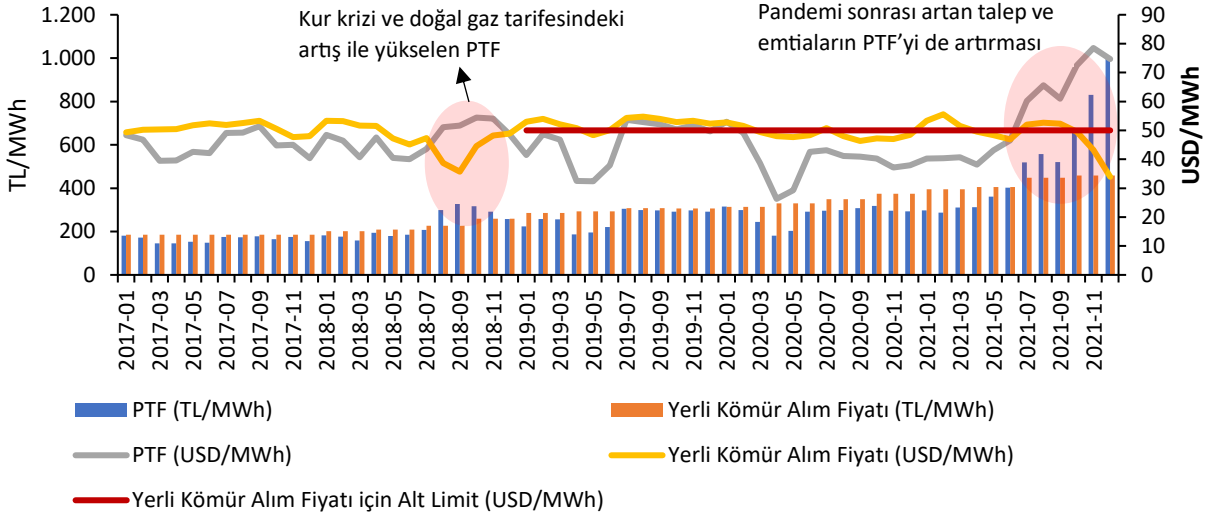
¹¹ 9 Ağustos 2016 Tarihli ve 29789 Sayılı Resmî Gazete

¹² 2018 yılı öncesinde TETAŞ'ın yürüttüğü bu işlevi 2018 yılında TETAŞ ve EÜAŞ'ın birleştirilmesinin ardından EÜAŞ üstlenmiştir.

her santral için satın alınacak elektrik miktarı toplam üretimin yarısı olarak belirlenmiştir. Aynı zamanda alım birim fiyatının da enflasyonla eskale edilmesi kararlaştırılmıştır. 2018 yılından sonra ödenecek birim fiyatın her 3 ayda bir ÜFE ve TÜFE artış miktarıyla paralel artışına karar verilmiştir. 2018 yılından itibaren yapılan bir diğer değişiklik de yerli kömür ve ithal kömürü birlikte kullanan santrallerin de bu teşvik programının kapsamına alınması olmuştur. 2019 yılında ise formülasyon değiştirilmiş ve ÜFE ve TÜFE'ye ilave olarak dolar kuru da hesaplama dahil edilmeye başlanmıştır. 2019 yılında kararla birlikte bu alım garantisinin en fazla 55 USD/MWh, en az da 50 ABD USD/MWh olarak uygulanması kararlaştırılmıştır.

Alım garantisi uygulamasının devam ettiği kimi dönemlerde fiyatların 40 USD/MWh civarında olduğu düşünüldüğünde uygulanmakta olan teşvikin boyutu daha iyi anlaşılmaktadır. 2017 yılı ve 2018 yılının ilk yarısında PTF, yerli kömür santrallerine uygulanan alım garantisinin altında gerçekleşmiştir. 2019 yılında ise uygulamaya koyulan asgari ve azami limitler ile alım garantisi fiyatının belli seviyede korunması amaçlanmıştır. 2019 yılının özellikle ikinci çeyreğinde gerçekleşen olağanüstü hidro üretimi ile düşen PTF'ye kıyasla alım garantisi fiyatı oldukça yukarıda kalmıştır. 2020 yılında ise pandemi sürecinde düşen PTF'ye rağmen yerli kömür santralleriyle yapılan anlaşma gereği alım fiyatı 50 USD/MWh seviyesinde korunmuştur. 2021 yılında ise özellikle yılın ikinci yarısından itibaren PTF oldukça hızlı bir şekilde artmış ve alım garantisi ile arasındaki fark aylık ortalama %60'lara kadar çıkmıştır. Bunun sonucu olarak da 2022 ve 2023 yıllarında yerli kömür santralleri EÜAŞ ile ikili anlaşma yapmamayı tercih etmişlerdir. Yerli kömür santrallerine uygulanan alım garantisi kapsamında santrallere ödenecek birim elektrik fiyatı ile PTF arasındaki ilişki Şekil 37'de gösterilmektedir¹³.

¹³ 2017 yılının tamamı ve 2018, 2019 yıllarının ilk çeyrekleri ilan edilen değerlerdir. Diğer çeyrekler için fiyatlar formülasyona göre hesaplanmıştır.



Şekil 37. Yerli Kömür Alım Garantisi Fiyatı ve PTF

Kömür santrallerine uygulanan alım garantilerinin temel amaçlarından bir tanesi bu santrallerin sistemde kalmaları için gerekli finansal desteğin sağlanmasıdır. Kömür santrallerinin özelleştirme ihalelerinin yapıldığı dönemlerde gelecek dönem için fiyat beklentileri oldukça yüksek seviyelerdeydi. Bu seviyelerin yüksek oluşu dolar bazında yapılan özelleştirme ihalelerinin geri ödemesi süresince avantaj olarak değerlendirilmekteydi. Piyasada değişen koşullar ve fiyatların çeşitli yöntemlerle baskılanması sonucu bu santrallerin gelirleri beklendiği kadar yüksek gerçekleşmemiştir. Kömür santrallerinin borçlanmalarını yeniden finanse edebilmeleri ve finansal istikrarı yakalayabilmeleri için bu santrallere sağlanan alım garantileri hayati önem arz etmektedir. Diğer yandan bu yapı sayesinde santraller daha fazla üretim yapmakta ve üretimlerinin yarısını fiyat garantisi altında doğrudan EÜAŞ'a satabilmektedirler. Bu durum elektrik üretimindeki sera gazı emisyonunun yükselmesine sebep olmaktadır. Kömür santrallerinin sistemde kalarak arz güvenliğine hizmet sağlaması için alternatif yollardan birisi de bu santrallere sağlanacak yeni bir kapasite mekanizması uygulamasına geçilmesidir. Böylelikle arz güvenliği için sistemde gerekli emre amade kapasite sağlanırken, kömür üretiminin ve buna bağlı olarak sera gazı emisyonlarının artmasının önüne geçilecektir.

6.4. Ulusal Enerji Eylem Planı ve Gelecek Dönem Beklentileri

Türkiye'nin 2053 yılına kadar net sıfır emisyonlu bir ekonomiye ulaşma hedefi doğrultusunda orta vadeye (2035) kadar izlenecek yol haritasının detaylarını veren Türkiye Ulusal Enerji Planı'nda Türkiye'nin doğal

gaz enerjisi kurulu kapasitesini artırmayı planladığı, fakat doğal gaz ve kömür santrallerinde üretilen toplam elektrik miktarının azaldığı dikkat çekmektedir. Orta vade olarak kabul edilen 2035 yılı projeksiyonları düşünüldüğünde elektrik üretiminde fosil yakıtların (kömür ve doğal gaz) toplam içindeki payının 2020 yılındaki %57,6 seviyesinden %34,2'ye düşeceği anlaşılmaktadır (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 2023). Türkiye'nin 2053 yılında net sıfır sera gazı emisyonlu bir ekonomiye sahip olması hedefi düşünüldüğünde, Enerji Planı'nda 2035 yılı için öngörülen elektrik üretiminde fosil yakıt oranının oldukça yüksek olduğu çıkarımı yapılabilir. Bununla birlikte, Plan'da 2035 yılına kadar rüzgâr kurulu gücünde yaklaşık 2,4 kat, güneş enerjisi kurulu kapasitesinde ise yaklaşık 8,9 kat artışın öngörüldüğü de belirtilmelidir. 2035 yılına kadar karasal rüzgâr kapasitesindeki artışın yanı sıra 5 GW kapasiteli deniz üstü rüzgâr enerjisi kapasitesinin kurulmasının planlandığı anlaşılmaktadır. Yenilenebilir enerji kaynaklı elektrik üretimindeki artışla birlikte, sistem esnekliğinin bataryalar, talep tarafı katılımı ve elektrolizörler yoluyla sağlanması planlanmaktadır.

Plan dahilinde 2035 yılına kadar arz, talep ve kapasite gelişimi belli bir detayda sunulmakla birlikte, 2053 yılı için kısa bir öngörü sunulmuştur. Plan'da uzun dönemde (2053) kömür santrallerinden elektrik üretiminin azalmasına rağmen devam edeceği belirtilmektedir. Bununla birlikte, kömür santrallerinin işletme ömürleri dolmadan devreden çıkmayacağı, üretime katkılarının azalsa da rezerv kapasite olarak devrede kalmalarının planlandığı belirtilmektedir. Kömür santrallerinin üretime katkısındaki bir diğer önemli faktörün ise karbon fiyatı olduğu açıklanmaktadır. Türkiye'nin 2053 Net Sıfır Hedefi ve Avrupa Birliği'nin planladığı Sınırdaki Karbon Düzenleme Mekanizması (SKDM) kapsamında ülkede karbon fiyatlandırma mekanizması için çalışmalar devam etmektedir.

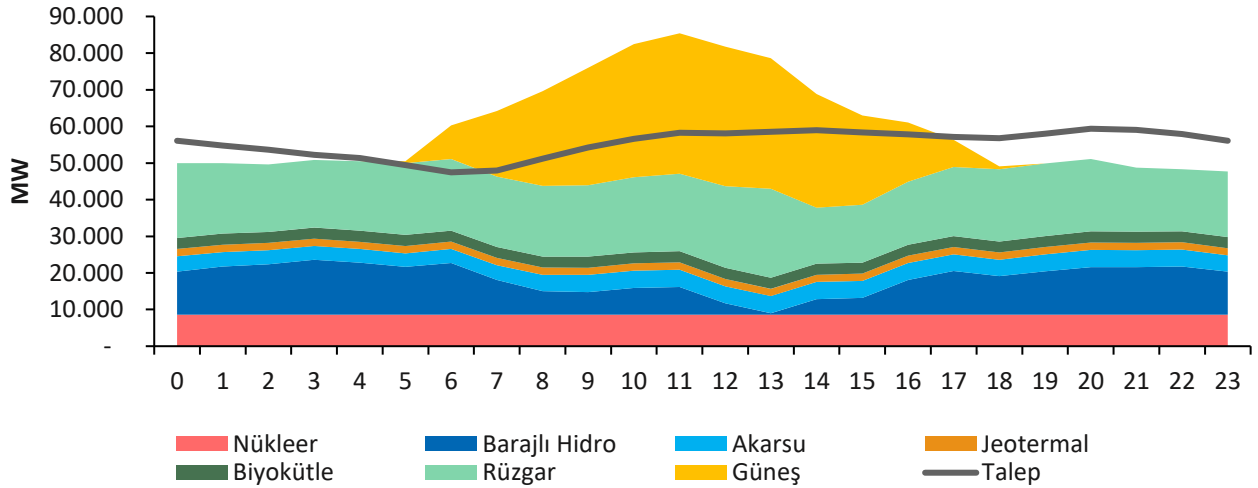
Karbon fiyatlandırma uygulamasının yürürlüğe alınması ardından elektrik üreticileri ürettikleri birim CO₂ emisyonu için ilave bir maliyete tabi olacaklardır. Santrallerin ürettikleri birim CO₂ emisyonu için ödemekle yükümlü olduğu maliyeti tekliflerine yansıtması beklenmektedir. Serbest piyasa koşullarının yaratıldığı bir ortamda, yüksek emisyonla neden olan termik santrallerin aksine daha temiz olarak nitelendirilen kaynakların kurulu güç ve üretimdeki paylarının artması yadsınamaz bir gerçekliktir.

19 Kasım 2022 tarihinde yayımlanan Resmî Gazete'de Elektrik Piyasasında Depolama Faaliyetleri Yönetmeliği'nde yapılan değişikliklerle depolamalı RES ve GES'lerin herhangi bir yarışma olmaksızın önlisans almasının önü açılmıştır (Resmî Gazete, 2022). Depolamalı elektrik santrallerine sağlanan önlisans yarışması olmaksızın lisans alma hakkı, bu alanda çok sayıda başvuruya neden olmuştur.

Ekim 2023 sonu itibarıyla toplamda 253.000 MW'ı aşan kapasitede depolamalı güneş ve rüzgâr santrali için önlisans başvurusu yapılmıştır. Bu başvurulardan yaklaşık 10.800 MW güneş ve 12.200 MW rüzgâr

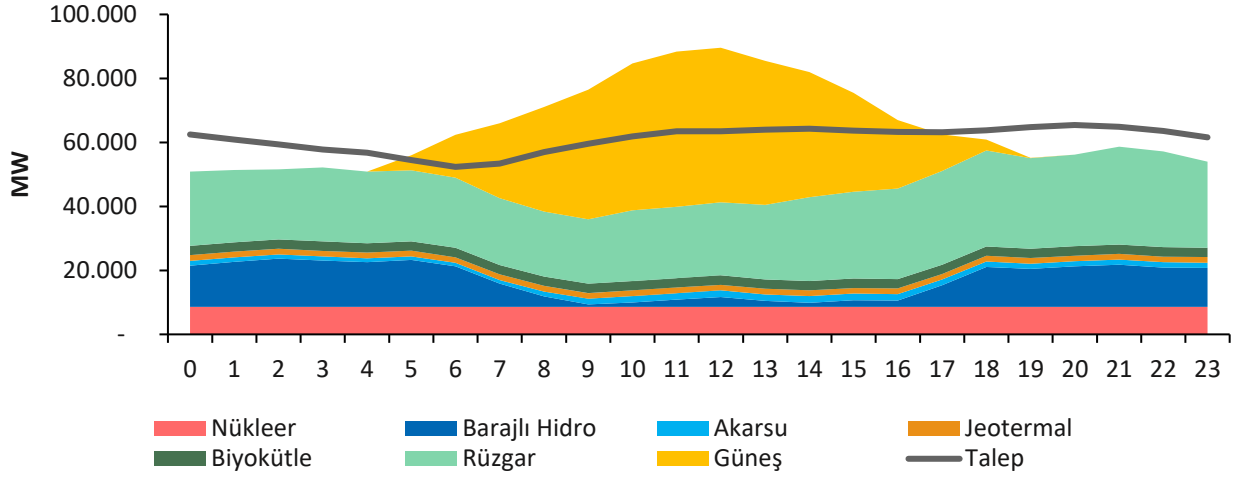
olmak üzere toplam 23.000 MW kapasite için önlisans verilmiştir (EPDK, 2023). Yapılan bu başvuruların ne kadarlık bir kısmının devreye alınacağı henüz belli değildir. Ancak depolamalı santral yatırımlarının da devreye alınmasıyla, depolamalı tesisler düzenlemesi öncesi hazırlanan Ulusal Enerji Planı'ndaki yenilenebilir enerji kurulu güç hedeflerinin üzerine çıkacağı tahmin edilmektedir.

APLUS Enerji tarafından Türkiye'nin 2053 Net Sıfır hedefi doğrultusunda açıkladığı Ulusal Enerji Planı varsayımları dikkate alınarak yapılan tahmin çalışmasında, 2040 yılına ait seçili günlerin saatlik yenilenebilir ve nükleer üretimi detaylı olarak incelenmiştir. Bu analize göre artan yenilenebilir enerji üretiminin günün bazı saatlerinde arz fazlasına neden olduğu görülmektedir. Şekil 38, 15 Nisan 2040 için saatlik bazda üretimin kırımını ve talebi göstermektedir. Buna göre, özellikle güneş üretiminin yoğunlaştığı sabah ve öğlen saatlerinde fiyata bağımlı üretim yapan termik santrallere sistemde çok kısıtlı bir alan kalmaktadır. Özellikle açma- kapama süreleri ve maliyetleri yüksek olan kömür santralleri için ardışık saatlerde çalışmamanın yarattığı maliyetin, bu santrallerin sistemde kalmalarını zorlaştıracığı düşünülmektedir. Şekil 39, Şekil 40 ve Şekil 41 2040 yılları içinde seçilmiş diğer günlere ait yenilenebilir üretim ve talep verilerini göstermektedir¹⁴.

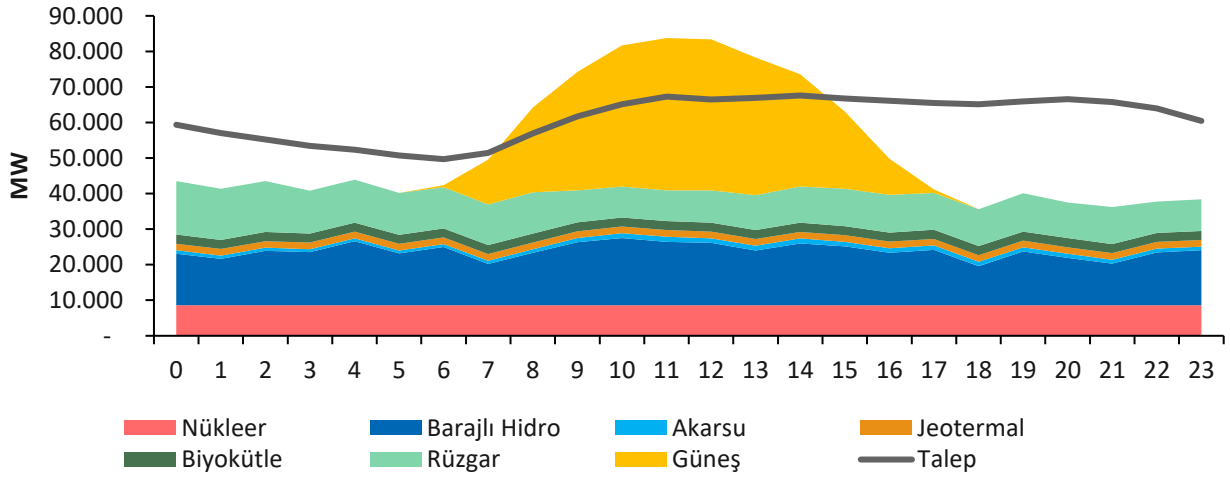


Şekil 38. 15 Nisan 2040 Saatlik Üretim ve Talep

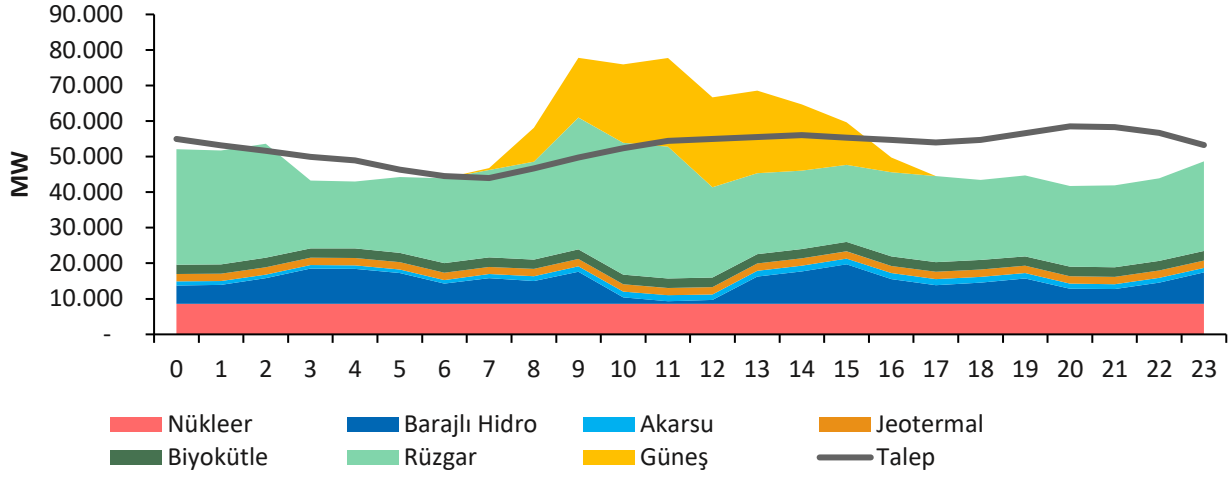
¹⁴ Bu gösterimde yer alan tarihler mevsimsellik etkisini göstermek adına rastgele seçilmiştir.



Şekil 39. 15 Temmuz 2040 Saatlik Üretim ve Talep



Şekil 40. 15 Ekim 2040 Saatlik Üretim ve Talep



Şekil 41. 15 Aralık 2040 Saatlik Üretim ve Talep

Seçilen tarihler yalnızca kısıtlı zamanı gösterse de yıl içinde birçok saatte termik santrallere kalan arz ihtiyacı oldukça düşüktür. Termik santrallerin çalışma saatlerindeki bu düşüş bu santrallerin sistemde kalmalarının önünde büyük bir engel oluşturmaktadır.

Güvenilir bir enerji altyapısı ve sistemi için en öncelikli konulardan birisi arz güvenliğinin sağlanmasıdır. Bu noktada yetkili otoritenin arz güvenliğini sağlayacak önlemleri önceden alması ve yeni teknolojileri de dikkate alarak sistemi tasarlaması gerekmektedir. Özellikle kesintili yenilenebilir enerji kaynaklarının sistemdeki payının giderek artmasının beklendiği bir gelecekte arz güvenliği için güvenilir bir kapasite ihtiyacının gerektiği açıkça görülmektedir. Uluslararası örneklere bakıldığında arz güvenliğinin çeşitli yollarla yapıldığı ve bu yöntemlerde iklim değişikliği hedefinin gözetildiği dikkat çekmektedir. Diğer bir deyişle, güvenilir bir arz kaynağı yaratılırken net sıfır hedefleri de dikkate alınmakta ve bu yönde adımlar atılmaktadır.

Türkiye’de mevcut durumda serbest piyasa yapısını bozan teşvik ve müdahaleler bulunmakta ve üreticilerin piyasadan elde edebilecekleri gelir baskılanmaktadır. Bu durum santrallerin sistemde kalmalarını zorlaştırmakta ve emre amade olmak için daha fazla kamu desteğine ihtiyaç duymalarına neden olmaktadır. Serbest piyasa koşullarının yaratıldığı bir ortamda santrallerin elde edeceği gelirlerin piyasa dinamiklerine bağlı olarak azalması ya da artması beklenmektedir. Böylelikle yeni yatırımlar için doğru fiyat sinyali oluşacak ve Türkiye’nin büyüme hedefleri sonucu artacak talebin karşılanması için gerekli yatırımların önü açılacaktır. Piyasa dinamiklerinin fiyatı belirlediği tam rekabetçi bir ortamda, devlet

tarafından verilecek ilave desteklere duyulacak ihtiyacın teorik olarak görece düşük olması beklenmektedir. Bu yapının oluştuğu bir sistemde karar verici otorite için önemli önem husus yalnızca arz güvenliğinin sağlanması olacaktır.

7. Politika Önerileri

Rapor kapsamında incelenen ülkelerde arz güvenliğinin farklı yapılarla sağlanabileceği görülmüştür. Ülkelerin arz güvenliği kapsamında attığı adımlarda gelecek döneme dair dekarbonizasyon hedeflerini de gözettiği açıkça görülebilmektedir. Birçok ülke ve finansal kuruluş yeni kömür yatırımlarının yapılmayacağını ve bu yatırımların finanse edilmeyeceğini açıkça beyan etmiştir. Özellikle iklim hedefleri doğrultusunda yenilenebilir enerji kaynaklarının sistemdeki payını artırmaya yönelik çabalar düşünüldüğünde arz güvenliğinin birçok açıdan değerlendirilmesi gerektiği sonucu ortaya çıkmaktadır. Çalışma kapsamında Ulusal Enerji Eylem Planı'nda yer alan hedefler dikkate alınarak yapılan tahmin çalışmasında, 2040 yılında 4 farklı gün için yenilenebilir ve nükleer üretimin karşıladığı talepten kalan miktarın oldukça düşük olduğu görülmektedir (Şekil 38, Şekil 39, Şekil 40 ve Şekil 41). Gösterge niteliğinde seçilen bu dört gün içinde Nisan ayında özellikle öğlen saatlerinde ardışık 6 saat boyunca arz fazlası durumu oluşmuştur. Bu saatlerde toplam talebin %80 ile %100 arasında değişen kısmı yalnızca rüzgâr ve güneş üretiminden karşılanmakta ve kimi saatlerde yalnızca bu kaynakların ürettiği toplam elektrik, toplam talebin üzerinde kalmaktadır. Benzer durum Temmuz ayında da görülmekte ve yalnızca rüzgâr ve güneş enerjisi santrallerinde üretilen elektriğin toplam talebin üstünde kaldığı saat sayısı daha da fazla olmaktadır. Güneş enerjisi üretiminin nispeten düşük olduğu Ekim ve Aralık aylarında ise yenilenebilir enerji kaynaklarının toplam talebi karşılama oranı ardışık 7 saat boyunca %70'in üzerindedir. Bu sayısal analize dayanarak, depolamalı rüzgâr ve güneş yatırımları dışarıda bırakıldığında dahi, kesintili üretim kaynaklarının sistemdeki payının artması ile uzun açma-kapama süresine ve maliyetine sahip santrallerin, bu arz-talep dengesinde sürekli üretim yapacak şekilde sistemde kalmasının zorlaştığı sonucuna varılmaktadır.

Yenilenebilir enerji santrallerinin kurulmasındaki temel motivasyonun net sıfır hedeflerinin sağlanması olduğu düşünüldüğünde sistemde kalacak ve yeni kurulacak santraller için hangi teknolojilere ağırlık verileceği konusu oldukça önem arz etmektedir. Bu açıdan incelenen farklı ülkelerde kapasite mekanizmasının, esnek ve emre amadeliği yüksek santrallerin sistemde kalması ve yeni santrallerin yapılması için verilen kapasite ödemelerinin bu santrallerin gelirlerinde önemli bir yer tuttuğu görülmektedir. Halihazırda 2018 yılından bu yana Türkiye'de de uygulanan kapasite mekanizmasının yöntem ve uygulama biçiminin bu doğrultuda güncellenmesi önerilmektedir.

Gelecek dönem için önerilen kapasite mekanizması yapısına ilişkin temel koşullar aşağıda detaylandırılmıştır.

- **Gelecek dönemlere ilişkin gereksinimler detaylıca belirlenmelidir:** İhale edilecek kapasite için gereksinimler belirlenmeli ve bu gereksinime göre ihale kapasitesi açıklanmalıdır. Bu amaç doğrultusunda öncelikli olarak toplam elektrik talebi ihtiyacı dönemsel olarak belirlenmeli ve mevcutta projesi/inşası devam eden enerji yatırımlarının bu talep ihtiyacını karşılama durumu tespit edilmelidir. Böylelikle ihale edilecek kapasite, arz güvenliğini ve sistem esnekliği için gerekli emre amadeliği sağlayacak bir seviyede belirlenmiş olacaktır.
- **Kapasite mekanizmasına katılım ihale yöntemiyle gerçekleştirilmez:** Arz ve sistem güvenliğini sağlamak üzere gerekli olan emre amade kapasite için ihale yöntemine geçilmesi şeffaflık ve rekabet ortamı yaratacaktır.
- **İhaleler bölgesel olarak yapılmalıdır:** Dağıtılacak kapasitenin lokasyona, bölgenin talep ve kurulu gücüne göre belirlenmesi ve ihtiyaç duyulan noktalardaki arzın artırılması sağlanmalıdır.
- **Piyasalarda serbest piyasa koşulları oluşturulmalı ve santrallerin gelirlerini piyasalardan sağlayabilmelerinin önü açılmalıdır:** Santrallerin üretimlerine ilişkin gelirlerini rekabetin olduğu serbest piyasa koşullarında kazanmaları sağlanmalıdır. Böylelikle kapasite mekanizmasının santrallerin kayıp para problemini çözmek için kullanılmasının önüne geçilmelidir.
- **Kapasiteler mevcut ve yeni yatırımlar için olmak üzere ikiye ayrılmalıdır:** İhale edilecek kapasiteler için halihazırda var olan ve yeni yapılacak santraller açısından ayırım yapılmalıdır. TEİAŞ halihazırda beş yıllık periyotlar için tahmin yapmakta ve bunları kamuya açık bir şekilde paylaşmaktadır. Bu ihtiyaç doğrultusunda mevcutta var olan santrallere emre amadeliğini sürdürmelerine ve yeni santrallere ise yatırım sağlayabilmelerine olanak sağlayan bir yapının kurulması gerekmektedir. Yeni yatırımların yapılabilmesine olanak sağlayacak bir kapasite mekanizması yapısı oluşturulurken ülkenin net sıfır hedefleri de gözetilerek ihale şartlarında teknoloji, verimlilik ve emisyon kısıtı da dikkate alınmalıdır. Bu doğrultuda kapasite mekanizması ödemesi yapılacak yeni santrallerin, ülkenin arz güvenliğine hizmet ederken iklim değişikliği hedeflerini de sağlayan teknolojileri kullanan santrallerden seçilmesi önerilmektedir.
- **İhaleye katılacak santraller için teknoloji kısıtı koyulmamalıdır:** Merkezi otorite tarafından açıklanan bölgesel arz ihtiyacı için teknoloji kısıtı koyulmamalıdır. Böylelikle ihtiyacın olduğu bölgede var olan kaynak önüne engel koyulmayacaktır. İhaleyi kazanan tüzel kişi teknolojiden bağımsız olarak arz güvenliği için taahhüt ettiği kapasiteden sorumlu olacaktır. Özellikle küresel ölçekte artan elektrik arzının büyük kısmını oluşturan yenilenebilir enerji kaynaklarının da mekanizma kapsamına alınması önerilmektedir. İngiltere örneği dikkate alınarak yenilenebilir

enerji kaynakları için bir *de-rating* oran belirlenebilir ve bu kaynaklar için *de-rating* oranıyla hesaplanan güvenilir kapasite mekanizma kapsamına alınabilir.

- **Depolamalı rüzgâr ve güneş kurulumlarından gelecek depolama kapasitesinin de arz güvenliği açısından değerlendirilmelidir:** 2022 Kasım ayı itibarıyla rüzgâr ve güneş enerjisi yatırımları için elektrik depolama yatırım taahhüdü karşılığında yarışmasız önlisans hakkı verilmesi ile 252 GW seviyesinde başvuru yapılmıştır. Henüz bu yatırımların ne kadarlık kısmının devreye gireceği netlik kazanmamış olsa da bu yatırımların bir kısmının devreye alınması durumunda kurulacak depolama üniteleri arz güvenliği için önemli bir kapasitenin oluşmasına olanak sağlayacaktır. Depolama kapasitenin kullanımı için gerekli analizler yapılmalı ve sistem tasarımında bu kapasite dikkate alınmalıdır. Özellikle kesintili üretim yapan yenilenebilir enerji santrallerinin sistemdeki payının artmasından dolayı kömür santrallerine kıyasla daha esnek olan depolama ünitelerinin ve diğer teknolojilerin yatırımının önü açılacak şekilde bir mekanizma tasarımı yapılması önerilmektedir
- **Kapasite mekanizmalarında emisyon kısıtının koyulmalıdır:** AB ile benzer şekilde belli bir limit üzerinde salım yapan santrallerin mekanizma kapsamı dışında bırakılması net sıfır hedefinde önemli bir rol oynayacaktır.
- **Yerine getirilmeyen yükümlülükler için caydırıcı yaptırımlar uygulanmalıdır:** İhale kapsamında kazanan santrallere gerekli yükümlülükleri yerine getirmemeleri durumunda caydırıcı cezalar uygulanarak arz ve sistem güvenliği garanti altına alınmalıdır.
- **Karbon fiyatlandırmasının getireceği ilave maddi yük dikkate alınmalıdır:** Net sıfır hedefi ve AB tarafından uygulamaya alınacak SKDM kapsamında getirilmesi beklenen karbon fiyatının termik santrallere yaratacağı ilave yük dikkate alınarak ihale şartları detaylıca belirlenmelidir. Karbon maliyetinin getireceği ilave yükün birçok verimsiz ve eski termik santralin sistemden çıkmasına neden olacağı göz önüne alınmalıdır.
- **Kapasite mekanizmasından yararlanacak santrallerin aldıkları tutarlar şeffaf bir şekilde paylaşılmalıdır:** Santrallerin kazandıkları ihale miktarı, teklif verme yaklaşımlarını değiştirecektir. Bu nedenle aldıkları miktarların, yükümlülüğün yerine getirileceği ay öncesinde şeffaflık platformunda yayınlanması gerekmektedir.

Kaynaklar

ACER. (2013). *Capacity Remuneration Mechanisms and the Internal Market for Electricity*.

ACER. (2021). Opinion No 02/2021 of the European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators.

ACER. (2021). *Security of EU Electricity Supply in 2021*. ACER.

ACER. (2023). *Security of EU Electricity Supply*. ACER.

Alman Enerji Yasası. (tarih yok). 13. Madde.

BOTAŞ. (2023). Doğal Gaz Tarifeleri.

Bundesnetzagentur. (2021). Monitoring Report.

Bundesnetzagentur. (2023).

<https://www.smard.de/page/en/marktdaten/78?marketDataAttributes=%7B%22resolution%22:%22month%22,%22region%22:%22DE%22,%22from%22:1633730400000,%22to%22:1696888799999,%22moduleIds%22:%5B3000186,3000187,3000188,3000189,3000190,3000194,3000195,3000196,3000197%5D%7D> adresinden alındı

Department for Energy Security & Net Zero. (2023). Energy Trends Collection.

Department for Energy Security and Net Zero and Department for Business, Energy & Industrial Strategy. (2019). The Capacity Market (Amendment) (No. 4) Rules 2019.

Deutscher Bundestag. (2020). *Kohleausstiegsgesetz*. <https://www.smard.de/page/en/topic-article/5892/206022> adresinden alındı

EMBER. (2023). <https://ember-climate.org/countries-and-regions/countries/spain/> adresinden alındı

Energy Regulatory Office. (2023, July). National Report of the President of Energy Regulatory Office. www.ure.gov.pl.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı. (2023). *Türkiye Ulusal Enerji Planı*.

ENTSO. (2023). Central Collection and publication of electricity generation, transportation and consumption data and information for the pan-European market.

ENTSO Transparency Platform. (2023).

https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/actualGenerationPerProductionType/show?name=&defaultValue=false&viewType=TABLE&areaType=CTY&atch=false&datepicker-day-offset-select-dv-date-from_input=D%2B-%2B1&dateTime.dateTime=01.01.2015%2B00%3A00%7CCET%7CDA adresinden alındı

EPDK. (2023, Ekim). Elektrik Piyasası Önlisansları.

EPIAŞ. (2023). *EPIAŞ Şeffaflık Platformu*.

<https://seffaflik.epias.com.tr/transparency/piyasalar/gop/ptf.xhtml> adresinden alındı

European Commission. (2016). europa.eu: europa.eu/rapid/press-release_MEMO-16-4023_en.pdf adresinden alındı

European Commission. (2018). *Commission Decision (EU) 2018/860*.

European Commission. (2022). Regulation on coordinated demand reduction measures for gas (EU/2022/1369).

European Parliament. (2017). *Capacity Mechanism for Electricity*.

Filipiak, I., & Mielczarski, W. (2021). *Capacity markets: The Polish experience*.

<https://doi.org/10.2139/ssrn.3969801> adresinden alındı

FTI CL Energy. (2016). Assessment of the impact.

Gesetze im Internet. (2005). Energiewirtschaftsgesetz- EnWG.

Gesetze im Internet. (2019). Capacity Reserve Ordinance.

Global Energy Monitor. (2023). https://globalenergymonitor.org/projects/global-coal-plant-tracker/?gclid=Cj0KQCjwhL6pBhDjARIsAGx8D5_iOKhdlyFo0-lfZ6B-ShFeH8YYEBxfrJ-KdbMbFWX9Q3Cjr4oJHB8aAhsQEALw_wcB adresinden alındı

Hancher, L. H. (2022). Capacity mechanisms in the EU Energy Market: Law, policy, and economics. Oxford University Press.

IEA. (2021). Spain 2021 Energy Policy Review.

IEA. (2022). *Poland Electricity Security Policy – analysis*. . <https://www.iea.org/articles/poland-electricity-security-policy> adresinden alındı

IEA. (2022). *Spain Electricity Security Policy*.

IEEFA. (2016). Spains capacity market energy security or subsidy .

Kapasite Rezervi Yönetmeliği. (tarih yok). 11. Bölüm.

Ministry of Climate and Environment. (tarih yok). Energy policy of Poland until 2040 (EPP2040).

National Grid. (2014). T-4 Capacity Market Final Auction Results.

National Grid. (2023). Final Auction Reports, 2014- 2022.

National Grid Data Portal. (2023). <https://www.nationalgrideso.com/data-portal/historic-generation-mix> adresinden alındı

Netztransparenz. (2023). <https://www.netztransparenz.de/de-de/Systemdienstleistungen/Betriebsf%C3%BChrung/Kapazit%C3%A4tsreserve/Ver%C3%B6ffentlichungen-zum-Erbringungszeitraum-2022-2024> adresinden alındı

Ofgem. (2020). Annual Report on the Operation of the Capacity Market in 2019/20.

Ofgem. (2023). Informal Consolidated Version of the Capacity Market Rules.

Our World in Data. (2023). <https://ourworldindata.org/co2/country/germany?country=~DEU> adresinden alındı

Özata, E. (2010). Türkiye’de Enerji Tüketimi ve Ekonomik Büyüme Arasındaki İlişkilerin Ekonometrik İncelemesi. *Dumlupınar Üniversitesi Sosyal Bilimler Dergisi*.

Resmi Gazete. (2016). Elektrik Piyasası Kanunu'nda Değişiklik Yapılması.

Resmi Gazete. (2018, Ocak 20). Elektrik Piyasası Kapasite Mekanizması Yönetmeliği.

Resmi Gazete. (2021, Aralık 18). Elektrik Piyasası Kapasite Mekanizması Yönetmeliği.

Resmi Gazete. (2022, Kasım 19). Elektrik Piyasasında Depolama Faaliyetleri Yönetmeliği.

Resmi Gazete. (2023, Aralık 31). Elektrik Piyasası Kapasite Mekanizması Yönetmeliği.

Spain is our green country of the month. (2023). Euronews:

<https://www.euronews.com/green/2023/08/31/free-train-tickets-renewables-and-coal-plant-closures-why-spain-is-our-green-country-of-the-month#:~:text=Spain%20is%20moving%20away%20from%20coal%20and%20towards%20renewables&text=This%20month%20it%20was%20confirmed>, adresinden alındı

TEİAŞ. (2023). Kapasite Mekanizması Ödemeler Listesi.

The Electricity Capacity Regulations. (2014).